

C A N A D A

RÉGIE DE L'ÉNERGIE

PROVINCE DE QUÉBEC  
DISTRICT DE MONTRÉAL

N° : R-3397-98

SOCIÉTÉ EN COMMANDITE GAZ  
MÉTROPOLITAIN

requérante

et

L'ASSOCIATION DES CONSOMMATEURS  
INDUSTRIELS DE GAZ (CI-APRÈS "ACIG")

intervenante

---

---

**TÉMOIGNAGE ÉCRIT DE M. PIERRE DARCHÉ POUR LE COMPTE  
DE L'ACIG RELATIVEMENT AU MÉCANISME D'AJUSTEMENT  
DU PRIX DU GAZ DE COMPRESSION PROPOSÉ PAR  
GAZ MÉTRO**

---

- Q1** Veuillez donner votre nom et votre adresse complète.
- R1** Mon nom est Pierre Darche et j'exploite une entreprise de conseil en énergie sous le nom de Gestion d'énergie Darche Inc. Mon adresse d'affaires est le 938, Carré Valois, Ste-Thérèse, Québec.
- Q2** Avez-vous joint à votre témoignage un document décrivant votre formation académique ainsi que votre expérience professionnelle?
- R2** Oui, on retrouvera une copie de mon curriculum vitae comme **Annexe A** du présent témoignage.
- Q3** Veuillez préciser vos liens avec l'Association des consommateurs industriels de gaz (ACIG) pour le compte de laquelle vous avez préparé le présent témoignage écrit.

R-3397-98  
ACIG-41, doc. 1

**R3** J'agis depuis plusieurs années à titre de conseiller de l'un des membres de l'ACIG, soit la société Noranda Inc., au niveau de ses approvisionnements énergétiques, notamment en gaz naturel. Plus particulièrement, c'est moi qui négocie, au nom de la société Noranda Inc., tous ses achats de gaz naturel ainsi que ses ententes contractuelles avec TCPL et Gaz Métro pour le transport et la distribution du gaz naturel.

**Q4** Veuillez décrire brièvement la nature des arrangements contractuels que vous avez mis en place pour la société Noranda Inc. pour son approvisionnement en gaz naturel.

**R4** En premier lieu, la société Noranda Inc. détient son propre transport sur le réseau TCPL pour une partie importante de l'approvisionnement gazier de son usine de Rouyn-Noranda. Le gaz livré à la société Noranda Inc. à cette usine lui est donc acheminé par Gaz Métro en vertu d'un contrat de service de livraison dans le cadre duquel le client est crédité pour la composante transport sur le réseau TCPL, incluant le gaz de compression.

En second lieu, la société Noranda Inc. détient des contrats d'achat/vente à la frontière de l'Alberta pour l'approvisionnement de ses autres installations majeures au Québec, notamment l'usine de Zinc Electrolytique à Valleyfield et l'affinerie CCR à Montréal-Est. Jusqu'à ce jour, le gaz de compression requis pour l'approvisionnement de ces deux (2) installations a toujours été celui fourni par Gaz Métro dont les frais sont inclus dans les tarifs TD.

**Q5** Veuillez expliquer le but de votre témoignage au nom de l'ACIG relativement à la proposition produite par Gaz Métro comme pièce SCGM-18, doc. 7 relativement au mécanisme d'ajustement du prix du gaz de compression.

**R5** Pour les raisons relatées plus en détails ci-après, l'ACIG, y compris évidemment la société Noranda Inc., n'éprouve aucun problème particulier avec la proposition de Gaz Métro d'offrir un tarif distinct pour le gaz de compression qui, jusqu'à ce jour, était inclus dans ses tarifs de transport et distribution. L'ACIG ne s'objecte pas non plus au principe de mettre sur pied un mécanisme d'ajustement mensuel du prix du gaz de compression afin que le tarif affiché par Gaz Métro pour ce service reflète les fluctuations dans le coût réel de la marchandise.

La raison fondamentale pour laquelle l'ACIG m'a demandé de témoigner est d'expliquer à la Régie le préjudice subi par certains de ses membres en raison des circonstances particulières dans lesquelles ce service est maintenant introduit par Gaz Métro.

**Q6** Veuillez expliquer quand et comment vous avez appris pour la première fois que Gaz Métro entendait offrir un service de gaz de compression.

**R6** Pour avoir suivi de loin les interventions de l'ACIG dans le dossier de l'éclatement des tarifs (R-3313-94), je suis au courant que les membres de l'Association demandent depuis fort longtemps que Gaz Métro leur offre, entre autres choses, la possibilité de fournir leur propre gaz de compression tout comme ils ont la possibilité de le faire pour leurs approvisionnements en marchandise depuis la libéralisation des marchés du gaz naturel au Canada. Il faut comprendre que, jusqu'à ce jour, les frais de gaz de compression (qui peuvent représenter jusqu'à 8% des approvisionnements du client) étaient inclus dans les tarifs de transport et distribution à un prix correspondant au coût des approvisionnements contractés pour cette marchandise par Gaz Métro pour l'ensemble de sa clientèle. Hormis les variations dans le ratio du gaz de compression pour lesquelles il existe un compte de nivellement, j'ai toujours compris que le prix du gaz de compression était fixé dans les tarifs TD pour l'année et que toute fluctuation, si fluctuation il y a, dans le prix réel de la marchandise par rapport au prix inclus dans le tarif était absorbée par Gaz Métro. À ma connaissance, il n'existe pas, pour le gaz de compression, de mécanisme d'ajustement mensuel semblable à celui qui a été approuvé par la Régie dans sa décision D-95-44 pour le tarif de fourniture du gaz de réseau et le prix de référence des contrats d'achat/vente.

Suite à la décision D-98-05 rendue par la Régie en date du 30 janvier dernier dans le dossier de l'éclatement des tarifs, des discussions ont eu lieu entre Gaz Métro et l'ACIG pour déterminer quand et comment exactement des services éclatés pourront être offerts aux clients de Gaz Métro. Je n'ai pas participé personnellement à ces discussions et je ne peux témoigner quant à leur teneur précise.

Je comprends cependant des rapports que j'ai reçus des représentants de l'ACIG qui ont participé à ces discussions que Gaz Métro a proposé de mettre en vigueur certains services dès le 1<sup>er</sup> octobre 1998 dont, notamment, un service de gaz de compression, un service de gaz de réseau pour les clients des tarifs 4 et 5 et un nouveau service de transport en Alberta entre les points de livraison AECO et Empress.

Dans le cas particulier du gaz de compression, le service qui a été initialement offert prévoyait la possibilité pour les clients de se retirer progressivement du service de gaz de compression du distributeur au fur et à mesure que les contrats d'approvisionnement de Gaz Métro viendraient à échéance. Ainsi, selon ma compréhension du dossier, des volumes d'environ 7,0 BCF sur un total d'environ 17,0 BCF devaient être offerts aux clients de Gaz Métro à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

**Q7** Quand et comment avez-vous été approché pour la première fois par Gaz Métro relativement au service de gaz de compression?

**R7** Au début du mois de mai 1998, j'ai reçu (au nom de Noranda) de Gaz Métro un avis semblable à celui déposé comme pièce SCGM-18, doc. 4 m'informant de la nature et des conditions du service de gaz de compression, la façon dont Noranda pourrait se prévaloir de ce service, la quantité de gaz de compression disponible au 1<sup>er</sup> novembre 1998, le prix projeté du gaz de compression dans le dossier tarifaire 1998-99 ainsi que le sommaire des ratios de gaz de compression établis pour les vingt-quatre (24) derniers mois.

On trouvera sous pli, comme **Annexe B**, un exemplaire de la lettre et des documents y joints que j'ai reçus de Gaz Métro en date du 5 mai 1998 en rapport avec les nouveaux services.

Comme indiqué dans ce document, les clients qui décideraient de fournir leur propre gaz de compression à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998 recevraient un crédit égal aux frais de gaz de compression inclus dans leurs tarifs de transport et distribution, lequel crédit était évalué comme suit selon la note 3 apparaissant au bas de la page 2 de la pièce SCGM-18, doc. 4 :

*«Pour les fins de la grille tarifaire du 1<sup>er</sup> octobre 1998, le coût projeté de notre portefeuille de gaz de compression est présentement établi à 2,22 \$/GJ. Ce prix est sujet à changer en fonction de la demande pour ce service.»*

Le document expliquait aussi que le service serait disponible le 1<sup>er</sup> novembre 1998 et que, pour s'en prévaloir, il fallait retourner le formulaire réponse par télécopieur entre lundi le 25 mai 1998 à 10h00 et mardi le 26 mai 1998 à 18h00.

**Q8** Veuillez expliquer comment vous avez compris l'offre de Gaz Métro relativement à ce service ainsi que la décision que vous avez prise pour votre cliente, la société Noranda Inc., quant à la possibilité de s'en prévaloir.

**R8** J'ai compris que nous avons essentiellement deux (2) choix quant à nos approvisionnements en gaz de compression :

- 1° Continuer à s'approvisionner auprès de Gaz Métro en considération d'un prix de 2,22 \$/GJ incorporé dans les tarifs TD; ou
- 2° Nous approvisionner nous-même pour la totalité de notre gaz de compression et recevoir un crédit équivalent aux frais de gaz de compression inclus dans les tarifs TD de Gaz Métro, soit un crédit de l'ordre de 2,22 \$/GJ.

Or, au moment où nous avons reçu ce document au mois de mai dernier, les prix du gaz naturel étaient nettement à la hausse et le prix du marché pour des approvisionnements débutant le 1<sup>er</sup> novembre 1998 était alors de l'ordre d'environ 2,50 \$/GJ. On trouvera sous pli, comme Annexes C et D, copie des deux (2) documents suivants que j'ai obtenus en mai dernier au sujet de l'évaluation des prix du marché au 1<sup>er</sup> novembre 1998 :

- Annexe C : Natural Gas Market Report du 5 mai 1998
- Annexe D : Évaluation obtenue de Direct Energy Marketing Limited en date du 5 mai 1998.

Compte tenu que le prix du marché au 1<sup>er</sup> novembre 1998 était alors largement supérieur à la projection de l'ordre de 2,22 \$/GJ représentée par Gaz Métro pour les fins de la grille tarifaire du 1<sup>er</sup> octobre 1998, j'ai décidé de continuer à m'approvisionner auprès de Gaz Métro et ce, à tout le moins pour l'année débutant le 1<sup>er</sup> novembre 1998.

**Q9** Selon les prévisions des prix du marché au 1<sup>er</sup> novembre 1998 qui étaient publiés au mois de mai 1998, ne trouviez-vous pas que la projection de 2,22 \$/GJ annoncée par Gaz Métro pour les fins de sa grille tarifaire du 1<sup>er</sup> octobre 1998 était anormalement basse dans les circonstances?

**R9** Compte tenu que Gaz Métro ne nous a pas fait part du détail des contrats d'approvisionnement derrière sa projection de 2,22 \$/GJ, je n'étais aucunement en mesure d'évaluer la justesse de cette projection. Ainsi, tout dépendant de la composition du portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro en gaz de compression pour la prochaine année, il se pouvait fort bien que cette projection soit tout à fait juste dans les circonstances. Pour soutenir son prix de 2,22\$/GJ dans le contexte de marché décrit ci-dessus, il fallait selon moi que le portefeuille d'approvisionnement de Gaz Métro comporte une forte proportion de contrats à prix fixes ou de dérivatifs financiers (SWAPS). N'ayant pas l'information détaillée à ma disposition, je ne pouvais tout simplement pas remettre en cause la justesse de cette projection.

**Q10** D'autre part, comment avez-vous compris la dernière phrase de la note 3 au bas de la page 2 de l'avis (SCGM-18, doc. 4) vous avisant que «*Ce prix est sujet à changer en fonction de la demande pour ce service*»?

**R10** J'ai essentiellement compris de cette phrase que le prix moyen de l'ensemble du portefeuille de gaz de compression de Gaz Métro pourrait être appelé à fluctuer en raison des volumes de gaz de compression que Gaz Métro aurait à fournir tout dépendant de la décision des clients de fournir ou de ne pas fournir leur propre gaz de compression. Ainsi, advenant une décision de la part d'une partie des clients de ne pas se prévaloir de la totalité des volumes de l'ordre de 7,0 BCF qui étaient disponibles, ma compréhension était que Gaz Métro devrait renégocier de nouveaux contrats pour le solde à combler à un prix qui était alors inconnu.

Comme question de faits, j'ai appris plus tard, à même les informations qui m'ont été fournies par les procureurs de l'ACIG quant aux audiences tenues devant la Régie au mois de juillet dernier relativement à ce service, que la réponse des clients qui désiraient se procurer leur propre gaz de compression avait causé une augmentation du prix du gaz de compression de 2,221 \$/GJ à 2,229 \$/GJ, ce qui est tout à fait négligeable. Gaz Métro a d'ailleurs précisé que, «*Étant donné la faible différence entre les deux (2) prix, nous proposons de ne pas mettre tout de suite à jour tout le dossier tarifaire ainsi que le calcul de la grille proposée*». Voir la pièce SCGM-18, doc. 1.2 page 18 en date du 10 juillet 1998.

**Q11** Doit-on comprendre que vous avez décidé pour la société Noranda Inc. de ne pas contracter votre propre gaz de compression et de continuer à vous approvisionner à même le service inclus dans les tarifs TD de Gaz Métro?

R11 Oui.

Q12 Par la suite, quand avez-vous entendu parler de nouveau de la question du service de gaz de compression?

R12 Compte tenu que nous avons décidé de ne pas fournir notre propre gaz de compression, je n'étais pas particulièrement intéressé à l'évolution de ce dossier par la suite. J'ai cependant été informé par l'ACIG vers le mois d'août qu'une audience avait été tenue sur la question au mois de juillet et que la Régie avait rendu une décision partielle (D-98-62) en date du 31 juillet 1998 autorisant la mise en place de ce service aux conditions proposées par Gaz Métro.

Q13 Suite à cette décision, quand avez-vous entendu parler de nouveau de la question du gaz de compression?

R13 Tout récemment, j'ai appris qu'une réunion avait eu lieu chez Gaz Métro le 21 septembre 1998 au cours de laquelle le procureur de l'ACIG, Me Guy Sarault, et notre directeur exécutif, Peter Fournier, avaient été mis au courant de l'intention de Gaz Métro d'apporter des modifications substantielles au service de gaz de compression autorisé par la Régie dans sa décision D-98-62 du 31 juillet 1998.

Le 30 septembre 1998, une réunion a eu lieu aux bureaux de notre procureur au cours de laquelle ce dernier et Monsieur Peter Fournier nous ont mis au courant du détail de la nouvelle proposition de Gaz Métro, telle que maintenant relatée dans la pièce SCGM-18, doc. 7 datée du 28 septembre 1998. Lors de cette réunion, j'ai aussi eu l'occasion de pouvoir prendre connaissance du détail de la proposition ainsi que des pièces qui ont été déposées par Gaz Métro en réponse aux questions de la Régie, de l'ACIG et des autres intervenants lors des audiences qui ont mené à la décision D-98-62 approuvant ce service aux conditions initialement offertes par Gaz Métro.

Q14 Ayant maintenant eu la chance de prendre connaissance de ces documents ainsi que de la pièce SCGM-18, doc. 7 datée du 28 septembre 1998, quelle est votre réaction à la nouvelle proposition de Gaz Métro?

**R14** Comme question de principe, l'ACIG est favorable à ce que le prix du gaz de compression offert par Gaz Métro soit indiqué dans un tarif distinct plutôt que par le mécanisme de crédit qui avait été initialement proposé. L'ACIG croit en effet qu'une tarification par prix distinct est beaucoup plus simple et transparente que le système de crédit qui avait été initialement proposé. Cette façon de procéder est d'ailleurs beaucoup plus compatible avec la mise en place de tarifs éclatés comme autorisés par la Régie dans la décision D-98-05 du 30 janvier 1998.

Notons d'ailleurs que c'était là le sens de plusieurs des questions écrites qui ont été formulées par l'ACIG à l'égard du service qui était initialement proposé. Voir, par exemple, la pièce SCGM-18, doc. 1.2, pages 3 et 4 produite en réponse à la question 18.1.2 c) de l'ACIG.

Toujours au plan des principes, l'ACIG est également favorable à ce qu'un mécanisme d'ajustement du prix de ce tarif soit mis en place pour refléter les fluctuations dans les coûts réels encourus par Gaz Métro au niveau de ses approvisionnements en gaz de compression. Dans un contexte de libre marché, nous croyons en effet qu'il est important que le prix offert par Gaz Métro pour son service de gaz de compression (à l'instar d'ailleurs du prix du gaz de réseau et du prix de référence) envoie le bon signal de prix quant aux conditions qui prévalent réellement dans le marché. Il est bien connu que l'ACIG a toujours préconisé un régime de «*level playing field*» entre les distributeurs et les autres intervenants du marché libre au niveau des services offerts pour la marchandise gaz.

Encore une fois, plusieurs des questions écrites formulées par l'ACIG à l'égard de la proposition initiale de Gaz Métro dénotaient un préjugé favorable à l'instauration d'un tel mécanisme d'ajustement du prix. Voir par exemple les réponses fournies aux pièces SCGM-18, doc. 1.2, pages 19 à 22 en réponse aux questions 18.1.2 o), p) et q) de l'ACIG.

Je ne suis pas certain toutefois que le mécanisme particulier proposé dans la pièce SCGM-18, doc. 7 soit nécessairement celui qui serait le plus approprié pour le gaz de compression. Entre autres préoccupations, je m'interroge sur l'opportunité de facturer le tarif du gaz de compression sur la base des volumes retirés au brûleur plutôt que sur la base des volumes livrés à Empress. Je ne crois pas non plus que le gaz de compression se prête à un mécanisme d'ajustement d'inventaire comme celui proposé dans cette pièce. Il faut donc interpréter notre préjugé favorable à l'instauration d'un mécanisme d'ajustement du prix comme s'adressant au principe de la chose et non pas aux modalités précises proposées dans le document de Gaz Métro.

**Q15** Compte tenu que vous semblez être favorable à la nouvelle proposition de Gaz Métro au plan des principes, quelle est donc votre préoccupation avec celle-ci?

**R15** Comme Gaz Métro l'indique clairement aux pages 4 et 5 de la pièce SCGM-18, doc. 7, l'évolution récente des prix du gaz naturel a eu un impact à la hausse important sur le coût du gaz de compression qui l'amène à hausser le prix incorporé dans ses tarifs pour ce service du 2,221 \$/GJ qui était prévu initialement à une projection révisée de l'ordre de 2,764 \$/GJ. Je comprends que c'est avant tout pour cette raison que Gaz Métro propose maintenant de modifier substantiellement sa proposition initiale relativement au service de gaz de compression.

Or, et comme je l'ai expliqué ci-dessus, c'est essentiellement sur la base de la projection de 2,22 \$/GJ affichée par Gaz Métro au mois de mai dernier que j'ai pris la décision de continuer à m'approvisionner auprès de Gaz Métro plutôt que de fournir mon propre gaz de compression. Il ne faut pas oublier que, lorsque j'ai pris cette décision, je n'avais aucune information à ma disposition me permettant de remettre en doute la justesse de la projection de Gaz Métro. Je n'avais aucune raison de croire non plus que Gaz Métro avait l'intention de changer sa projection à ce chapitre. Au meilleur de mon souvenir, Gaz Métro n'a d'ailleurs jamais, par le passé, modifié la projection du coût du gaz de compression incluse dans son dossier tarifaire.

Cela étant dit, il est bien évident que j'aurais pris une décision bien différente au mois de mai dernier si j'avais su que Gaz Métro avait l'intention de hausser sa projection à un prix de l'ordre de 2,764 \$/GJ. Si Gaz Métro nous avait donné l'heure juste au sujet de cette projection de prix, j'aurais très bien pu décider de me retirer de son service et de m'engager auprès d'un fournisseur de mon choix à un prix d'environ 2,50 \$/GJ qui prévalait selon mon évaluation du marché au mois de mai dernier.

Il faut croire que je ne suis pas le seul client qui a décidé de demeurer avec Gaz Métro au prix affiché de 2,22 \$/GJ puisque, selon la preuve déposée par Gaz Métro lors des audiences du mois de juillet, seulement 95 contrats représentant des volumes de l'ordre de 33 661,6 Mm<sup>3</sup>, soit l'équivalent de 1,2 BCF sur les 7,0 BCF qui étaient disponibles, ont manifesté le désir de fournir leur propre gaz de compression. Il ne me fait presque aucun doute que le niveau de retraits de service aurait été beaucoup plus élevé si le prix affiché par Gaz Métro pour son propre gaz de compression avait été équivalent au véritable prix du marché qui était projeté à cette époque.

Ce qui est d'autant plus regrettable, c'est que, suite aux réponses reçues des clients, je crois comprendre que Gaz Métro aurait contracté de nouveaux approvisionnements pour le solde de 5,8 BCF qu'elle prévoit fournir pour la prochaine année, avec le résultat qu'il serait maintenant impossible de réoffrir aux clients la possibilité de se retirer du service de gaz de compression sur la base de sa nouvelle projection de l'ordre de 2,764 \$/GJ.

De toute façon, compte tenu de l'évolution du marché depuis le mois de mai dernier, il y a fort à parier qu'il serait difficile pour les clients de contracter un prix avantageux pour leurs approvisionnements en gaz de compression.

**Q16** Veuillez élaborer au sujet du préjudice que, selon vous, les clients peuvent subir en raison de toute cette situation.

**R16** Le préjudice en est essentiellement un de perte d'opportunité. Si Gaz Métro nous avait donné l'heure juste au mois de mai dernier, nous aurions pu prendre une décision éclairée et contracter des approvisionnements de gaz de compression à un prix optimal dans les circonstances. Cette possibilité est maintenant hélas derrière nous et il est devenu très difficile, voire impossible, de contracter des approvisionnements gaziers à un prix aussi avantageux que celui que nous aurions pu obtenir si nous avions contracté au mois de mai dernier.

Cette situation est d'autant plus aberrante en ce que j'ai appris à mon grand désarroi que, parmi les questions écrites qu'elle a adressées à Gaz Métro en prévision des audiences du mois de juillet dernier, l'ACIG a expressément demandé à Gaz Métro de «... mettre à jour votre dossier ainsi que la grille tarifaire proposée au niveau du calcul du crédit du gaz de compression». Or, et comme indiqué à la pièce SCGM-18, doc. 1.2, page 18 datée du 10 juillet 1998, Gaz Métro a répondu que la réponse des clients désirant se procurer leur propre gaz de compression n'avait qu'une influence négligeable sur le prix et que, par voie de conséquence, elle n'entendait pas mettre à jour son dossier tarifaire à ce chapitre.

On notera aussi que, dans la pièce SCGM-18, doc. 1.9 (également datée du 10 juillet 1998) fournissant le détail de sa prévision du coût de gaz de compression apparaissant au dossier tarifaire 1999, Gaz Métro n'a pas jugé bon de mettre à jour sa prévision initiale de l'ordre de 2,221 \$/GJ.

**Q17** Compte tenu de tout ce qui précède, quelle est la recommandation que vous formulez à la Régie quant à la décision qui devrait être prise à l'égard de la nouvelle proposition de Gaz Métro?

**R17** Comme je l'ai signalé ci-dessus, l'ACIG est favorable à ce que le service du gaz de compression soit ségrégué totalement des tarifs TD et qu'un tarif particulier (avec une ligne séparée sur les factures) soit établi pour lui. L'ACIG est également favorable à la mise en place d'un mécanisme d'ajustement reflétant les fluctuations dans le coût réel du gaz de compression bien que les modalités précises de ce mécanisme demeurent à discuter.

Cependant, compte tenu des circonstances très particulières relatées ci-dessus, l'ACIG soumet qu'il n'appartient pas aux clients de faire les frais des prévisions erronées qui ont été affichées par Gaz Métro au mois de mai dernier et qu'elle a réitérées au mois de juillet alors même qu'on lui avait demandé de les mettre à jour.

En représentant une projection erronée de 2,22 \$/GJ au mois de mai, projection qu'elle a réitérée au mois de juillet, Gaz Métro a induit les clients en erreur et ceux-ci ont subi un préjudice réel et quantifiable comme conséquence de cette erreur. De l'avis de l'ACIG, les clients devraient recevoir une compensation juste et raisonnable pour le préjudice qu'ils ont subi en raison de toute cette situation.

Dans ces circonstances, la Régie devrait ordonner à l'actionnaire de Gaz Métro d'absorber la différence entre son prix affiché de 2,76 \$/GJ et celui de 2,22 \$/GJ qu'elle avait représenté au mois de mai dernier jusqu'à concurrence du volume de 5,8 BCF qui est demeuré disponible en raison de la décision majoritaire des clients de continuer à s'approvisionner auprès d'elle au prix affiché de 2,22 \$/GJ.

Alternativement, l'ACIG soumet que la Régie devrait à tout le moins ordonner à Gaz Métro de réouvrir les appels d'offres pour le gaz de compression et permettre aux clients qui le désirent de se retirer de son service (maintenant projeté à 2,76 \$/GJ) jusqu'à concurrence du solde de 5,8 BCF qui demeure à même les volumes qui devaient être rendus disponibles à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

**Q18** Est-ce que ceci conclut votre témoignage?

**R18** Oui.

## CURRICULUM VITAE

**PIERRE J. DARCHE, ing.**

938, Carré Valois  
Sainte-Thérèse (Québec)  
J7E 2P6  
Tel : (450) 435-1398

### Sommaire

Gestionnaire d'énergie ayant près de 30 ans d'expérience dans le domaine de l'industrie lourde en conception, vente et marketing auprès du marché canadien et international.

### Expérience Professionnelle

1993 - *Gestion d'énergie Darche Inc.*  
Conseillers en énergie

---

Président

1987 à 1993 *Gaz Métropolitain Inc.*  
Distributeur de gaz naturel  
Conseiller principal, Transport et entreposage (1992 à 1993)  
Conseiller principal, Ventes grandes entreprises (1987 à 1992)

1983 à 1987 *Marine Industries Limitée*  
Manufacturier d'équipements hydroélectrique, naval, et industriel

Directeur du Marketing, Division Industriel

1977 à 1983 *Dominion Bridge Limitée*  
Manufacturier de structures et d'équipements industriel, nucléaire et hydromécanique

Ingénieur commercial (1980 à 1983)  
Ingénieur des offres (1977 à 1980)

1970 à 1977

**Canron Limitée**

Division de tuyaux en béton-acier précontraint

Ingénieur de projet (1974 à 1977)  
Ingénieur-chef (1972 à 1974)  
Ingénieur (1970 à 1972)

**Formation Académique Université McGill**  
Baccalauréat en Génie Civil

**Collège Loyola**  
Certificat en Science

**Formation Complémentaire HÉC**  
Les contrats

**American Management Association**  
Supervision de personnel  
Principes de ventes  
Principes de gestion  
Gestion financière pour non-financiers  
Planification stratégique d'entreprise

**Multi-Hexa**  
Lotus 1-2-3  
WordPerfect  
Internet

**Affiliation Professionnelle Ordre des ingénieurs du Québec**

**Responsabilités** Négocier les contrats de transport et d'entreposage du gaz naturel et en assurer la gestion;

Superviser les transactions à court terme de transport, stockage et d'achat de gaz naturel tel que "spot gas", échange et prêt de gaz, cession ou achat de capacité de transport;

- Gérer les projets spéciaux d'approvisionnement en gaz, de stockage et de transport.
- Réalisations de 15 ans
- Négocié un contrat d'une valeur de 180 millions sur une période pour le stockage de gaz naturel au Québec;
- Génére un revenu excédentaire de 8 millions en 1992-1993 par une gestion efficace des contrats de gaz et de transport.
- Réalisation d'une étude détaillée sur le transport américain vers le Québec et du réseau de InterCoastal PipeLine.
- Responsabilités
- Maintenir/augmenter les ventes aux grandes entreprises en assumant un rôle d'expert-conseil en matière énergétique;
- Réalisations
- Augmenté les ventes de 28% au cours de la première année, et de 5 % au cours des années subséquentes.
- Responsabilités
- Diriger l'équipe de professionnels du service des ventes techniques pour générer des ventes de plus de 20 million \$ par année;
- Élaborer les plans commerciaux pour accroître les ventes de produits industriels;
- Négocier les contrats d'envergure en considérant les aspects technique, commercial, contractuel, financier et politique;
- Superviser la préparation de soumissions majeures.
- Réalisations
- Maintenu le chiffre d'affaire dans un marché local décroissant;
- Dirigé les activités de planification stratégique de la division industrielle en temps que membre du comité de l'entreprise;
- Ouvert les portes à l'exportation, en signant trois accords de coopération et de transfert technologique au Mexique, en Inde et en Colombie;
- Négocié un contrat de 20 millions en Inde;
- Introduit au Canada un nouvel appareil de réduction des effluents des industries de pâtes et papiers.

Reponsabilités

Promouvoir les ventes à l'échelle nationale et sur la scène internationale des produits industriels (nucléaire, hydroélectrique, aciérie, aluminerie etc)

Initier et maintenir les contacts avec les clients industriels, services publiques et gouvernementals;

Effectuer des recherches d'information sur le marché, préparer les prévisions et planifier la stratégie de vente;

En plus de la fonction de vente, administration de contrats d'une valeur de 15 million \$.

Réalisations

Élargi la gamme de produits en signant des accords de transfert technologique;

Contrats obtenus au Canada et à l'exportation (Argentine, Mexique, Corée);

Président du comité d'inscription de la Conférence Internationale de l'Association Nucléaire Canadienne.

Responsabilités

Analyser et évaluer les appels d'offres;

Coordonner les activités d'ingénierie et d'estimation pour s'assurer de rencontrer les besoins et échéance des clients;

Rédiger les soumissions avec des solutions créatives pour optimiser les chances de succès.

Réalisations

Mis sur pied de consortiums internationaux dans le but de déposer des soumissions relativement à des projets importants à l'étranger.

Responsabilités

Planifier et coordonner les projets à partir du design préliminaire chez l'ingénieur-conseil, incluant la conception, la préparation des dessins d'atelier, la fabrication en usine et l'installation en chantier.

Réalisations

Réalisé la conception des conduits à haute pression (une première en Amérique compte tenu de sa taille et de sa complexité) pour la nouvelle usine de filtration de la Ville de Montréal.

Responsabilités

Diriger la conception de tuyau de béton précontraint;

Superviser une équipe de 14 ingénieurs, dessinateurs et estimateurs pour la conception et la préparation de soumissions et la réalisation des plans et dessins de fabrication des réseaux d'aqueducs.

Responsabilités

Exécuter la conception de tuyaux d'aqueducs et participer à la rédaction de devis.



**Gaz  
Métropolitain**

Source d'avenir

Le 5 mai 1998

Monsieur Pierre Darche, ing.  
Gestion d'énergies PJ Darche  
**MÉTALLURGIE NORANDA INC. AFFINERIE CCR**  
938 Carré Valois  
Ste-Thérèse (Québec)  
J7E 2P6

**Objet : Nouveaux services disponibles à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998**

1717, rue du Havre  
Montréal (Québec)  
H2K 2X3

Téléphone  
(514) 598-3444

Site Internet  
[www.gazmetro.com](http://www.gazmetro.com)



Monsieur,

Il nous fait plaisir de vous informer que la Régie de l'énergie, dans sa récente décision D-98-05, a approuvé les principaux paramètres qui mèneront à un éclatement de nos services. La Société en commandite Gaz Métropolitain (SCGM) s'affaire présentement à élaborer la tarification et les modalités d'application des diverses composantes de ces services éclatés avec l'objectif d'une mise en place au 1<sup>er</sup> octobre 1999. Tous les renseignements nécessaires à une bonne compréhension du fonctionnement en mode de services éclatés vous seront communiqués en temps opportun de manière à vous permettre de prendre une décision éclairée lorsque viendra le temps de faire un choix.

Bien que l'ensemble des services éclatés ne seront mis en place qu'à compter du 1<sup>er</sup> octobre 1999, SCGM est en mesure d'offrir à sa clientèle, dès le 1<sup>er</sup> novembre 1998, les trois services suivants :

1. Service de gaz de compression.
2. Service de transport entre AECO C/NIT et Empress (Alberta).
3. Service de fourniture de gaz (gaz de réseau) pour les clients des tarifs 4 et 5.

.../2

Des précisions sur ces services ainsi que leurs modalités de fonctionnement et conditions d'adhésion sont fournies sur les fiches annexées à la présente. Pour souscrire à l'un ou l'autre de ces services, il s'agira de retourner le formulaire approprié dûment rempli. Pour les services de « gaz de compression » et de « transport entre AECO C et Empress », nous vous soulignons la disponibilité restreinte de ces services pour le 1<sup>er</sup> novembre 1998 et nous insistons sur l'importance de bien respecter les consignes de date et heure apparaissant sur les formulaires de manière à vous rendre admissible au processus d'attribution de ces services.

Ces nouveaux services, offerts à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998, sont sujets à l'approbation de la Régie car la décision D-98-05 ne portait que sur les principes. Nous nous proposons de soumettre une demande à cette fin au début du mois de mai 1998 lors du dépôt de notre requête tarifaire pour l'année financière débutant le 1<sup>er</sup> octobre 1998.

Nous demeurons à votre entière disposition pour tout renseignement supplémentaire qui pourrait s'avérer nécessaire.

Veuillez agréer, Monsieur, l'expression de nos sentiments les plus distingués.



André Tougas  
Chargé de comptes  
Ventes Grandes Entreprises  
Bureau de Montréal

/mc

pièces jointes

Service de gaz de compression  
1<sup>er</sup> novembre 1998

1. Sommaire du service

- Le transport du gaz naturel entre l'Alberta et la franchise d'un distributeur nécessite un volume de gaz pour actionner les compresseurs. SCGM<sup>1</sup> fournit actuellement tout le gaz de compression à TransCanada Pipelines (TCPL). Les frais encourus pour l'achat de ce gaz sont facturés aux clients dans la composante transport et distribution des tarifs. Le 1<sup>er</sup> novembre 1998, les clients qui fournissent le gaz à la frontière de l'Alberta pourront fournir leur volume de gaz de compression. Les clients qui opteront pour ce service recevront un crédit égal aux frais de gaz de compression inclus dans leur tarif.  
(\* SCGM : Société en commandite Gaz Métropolitain).

2. À qui s'adresse ce service?

- À tous les clients qui ont une entente d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta.

3. Comment fonctionne le service?

- Le client fournit le gaz de compression, lequel est calculé :
  - à partir du ratio mensuel établi par TCPL qui varie d'un mois à l'autre<sup>(1)</sup>;
  - pour tout<sup>(2)</sup> le volume fourni par le client à la frontière de l'Alberta (incluant le volume livré à AECO "C"/NIT en vertu de l'offre de service de transport entre AECO "C"/NIT et Empress apparaissant aux pages 3 et 4 du présent document).

*SCGM se chargera de « réquisitionner » les volumes de gaz de compression auprès du fournisseur du client, comme c'est la pratique pour les volumes faisant l'objet de l'achat-revente ou du service de livraison à la frontière de l'Alberta.*

- SCGM crédite le client :
  - pour les frais de gaz de compression qui apparaîtront aux tarifs en vigueur le 1<sup>er</sup> octobre 1998<sup>(3)</sup>;
  - en l'appliquant sur les volumes livrés par le client.

<sup>(1)</sup> À titre d'indication, les ratios de gaz de compression de TCPL furent pour la période de 24 mois d'avril 1996 à mars 1998 de :

	Mois le plus élevé	Mois le plus bas	Moyenne
Zone sud	8,68 %	6,67 %	7,80 %
Zone nord	6,94 %	5,29 %	6,26 %

<sup>(2)</sup> Temporairement pour la première année, le client doit fournir tout son gaz de compression.

<sup>(3)</sup> Pour les fins de la grille tarifaire du 1<sup>er</sup> octobre 1998, le coût projeté de notre portefeuille, de gaz de compression est présentement établi à 2,22 \$/GJ. Ce prix est sujet à changer en fonction de la demande pour ce service.

1<sup>er</sup> novembre 1998

4. Quand le service sera-t-il disponible?

- Sujet à l'approbation de la Régie, ce service sera disponible le 1<sup>er</sup> novembre 1998.
- Le client doit nécessairement commencer l'utilisation du service le 1<sup>er</sup> novembre 1998<sup>(4)</sup>.
- Le client pourra mettre fin au service de fourniture de gaz de compression à la fin de son entente d'achat-revente ou de son entente de service de livraison à la frontière de l'Alberta. Il doit en aviser SCGM par écrit 60 jours à l'avance.

5. Pourrons-nous satisfaire toutes les demandes des clients?

- Non, seulement un volume annuel de  $199 \times 10^6 \text{m}^3$  ( $7\,540 \times 10^3 \text{GJ}$ ) sera disponible pour le 1<sup>er</sup> novembre 1998.
- Le volume sera attribué selon le principe du premier arrivé, premier servi. S'il y avait simultanété, il y aura tirage au sort.
- L'unité utilisée pour les fins d'attribution du volume disponible sera un formulaire-réponse par contrat d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta.

6. Comment se prévaloir du service?

- Il faut retourner le formulaire-réponse (UN SEUL FORMULAIRE-RÉPONSE SERA ACCEPTÉ PAR CONTRAT D'ACHAT-REVENTE OU DE SERVICE DE LIVRAISON À LA FRONTIÈRE DE L'ALBERTA), dûment rempli, par télécopieur entre le lundi 25 mai 1998, 10 h et le mardi 26 mai 1998, 18 h.
- Les formulaires reçus avant le début ou après la fin de la période mentionnée ci-dessus ne seront pas retenus.
- L'acceptation ou le refus de la demande sera confirmé par SCGM au client au plus tard le 15 juin 1998.

7. Y aura-t-il une autre chance de se prévaloir du service?

- Oui, un nouveau volume annuel de  $200 \times 10^6 \text{m}^3$  ( $7\,578 \times 10^3 \text{GJ}$ ) sera disponible le 1<sup>er</sup> novembre 1999.

---

<sup>(4)</sup> Exceptionnellement, au 1<sup>er</sup> novembre 1998, le service de fourniture de gaz de compression par un client est accessible à tous les clients qui livrent leur gaz à la frontière de l'Alberta (achat-revente ou service de livraison), peu importe la date d'anniversaire de leur entente d'achat-revente ou de service de livraison.

Service de transport en Alberta  
entre AECO "C"/NIT et Empress

1<sup>er</sup> novembre 1998

1. Sommaire du service

- Actuellement, les ententes d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta ont comme point de livraison Empress (à la frontière de l'Alberta) et, dans certains cas, un point de livraison situé en Saskatchewan. SCGM disposera, à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1998, d'une capacité de transport sur le réseau de Nova entre AECO "C"/NIT<sup>(1)</sup> et Empress. SCGM offre à sa clientèle l'opportunité de fournir, à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998, des volumes au point de livraison additionnel AECO "C"/NIT situé en amont d'Empress. Les clients qui se prévaudront de ce service compenseront SCGM pour les frais qu'elle-même aura encourus auprès de Nova.

2. À qui s'adresse ce service?

- À tous les clients qui ont une entente d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta.

3. Comment fonctionne le service?

- Le client livre en tout ou en partie son volume de l'entente d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta, au point de livraison AECO "C"/NIT (Alberta).

*SCGM se chargera de « réquisitionner » les volumes auprès du fournisseur du client au point de livraison à AECO "C"/NIT selon la procédure actuellement en vigueur pour les autres points de livraison actuellement utilisés pour les volumes faisant l'objet de l'achat-revente ou du service de livraison à la frontière de l'Alberta.*

- SCGM facturera le client pour les frais de transport entre AECO "C"/NIT et Empress qui seront prévus au tarif. Ces frais sont d'environ 12,7 ¢/GJ.
- Tout ajustement au volume contractuel de l'achat-revente ou du service de livraison à la frontière de l'Alberta pour éviter un déséquilibre en fin de contrat sera effectué préférentiellement au point de livraison où le client doit livrer la plus grande partie de ses volumes.
- Le volume mis à la disposition d'un client ne pourra en aucun temps être supérieur au volume contractuel de l'achat-revente ou du service de livraison à la frontière de l'Alberta.

4. Quand le service sera-t-il disponible?

- Sujet à l'approbation de la Régie, ce service sera disponible le 1<sup>er</sup> novembre 1998.
- Le client doit nécessairement commencer l'utilisation du service le 1<sup>er</sup> novembre 1998<sup>(2)</sup>.
- Le client pourra mettre fin au service de transport entre AECO "C"/NIT et Empress à la fin de son entente d'achat-revente ou de son entente de livraison à la frontière de l'Alberta. Il devra en aviser SCGM par écrit 60 jours à l'avance.

<sup>(1)</sup> NIT : Nova Inventory Transfer.

<sup>(2)</sup> Exceptionnellement, au 1<sup>er</sup> novembre 1998, le service de transport entre AECO "C"/NIT et Empress est accessible à tous les clients qui livrent leur gaz à la frontière de l'Alberta (achat-revente ou service de livraison), peu importe la date d'anniversaire de leur entente d'achat-revente ou de service de livraison.

Service de transport en Alberta  
entre AECO "C"/NIT et Empress (Suite)

1<sup>er</sup> novembre 1998

5. Pourrons-nous satisfaire toutes les demandes des clients?

- Non, seulement un volume de  $774 \times 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  ( $29,3 \times 10^3 \text{GJ}/\text{jour}$ ) sera disponible pour le 1<sup>er</sup> novembre 1998.
- Le volume disponible sera réparti entre les clients désirant se prévaloir de ce service au prorata des « volumes retirés prévus » indiqués aux ententes d'achat-revente ou de service de livraison de ces clients.

À titre d'indication, si tous les clients en achat-revente et service de livraison à la frontière de l'Alberta souscrivent à ce service, chaque client pourra livrer un volume égal à environ 6 % de son volume contractuel au point de livraison AECO "C"/NIT. Si seulement 50 % des clients (en terme de volume) souscrivent à ce service, chaque client ayant souscrit pourra livrer un volume égal à environ 12 % de son volume contractuel au point de livraison AECO "C"/NIT.

Si un client désire fixer un volume quotidien à ne pas être dépassé par le processus d'attribution, il peut préciser ce maximum dans l'espace prévu à cette fin au formulaire-réponse.

- L'unité utilisée pour les fins d'attribution du volume disponible sera un formulaire-réponse par contrat d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta.

6. Comment se prévaloir du service?

- Il faut retourner le formulaire-réponse (UN SEUL FORMULAIRE-RÉPONSE SERA ACCEPTÉ PAR CONTRAT D'ACHAT-REVENTE OU DE SERVICE DE LIVRAISON À LA FRONTIÈRE DE L'ALBERTA), dûment rempli, par télécopieur avant le mardi 26 mai 1998, 18 h.
- Les formulaires reçus après la date mentionnée ci-dessus ne seront pas retenus.
- Le volume attribué à chaque client ayant souscrit à ce service sera confirmé par SCGM au plus tard le 15 juin 1998.

7. Y aura-t-il une autre chance de se prévaloir du service?

- Oui, de nouveaux volumes deviendront disponibles le 1<sup>er</sup> novembre 1999 (environ  $430 \times 10^3 \text{m}^3/\text{jour}$  ou  $16,3 \times 10^3 \text{GJ}/\text{jour}$ ).

Service de fourniture de gaz (gaz de réseau)  
aux tarifs 4 et 5  
1<sup>er</sup> novembre 1998

1. Sommaire du service

- Le service de fourniture de gaz est la vente de la « marchandise-gaz » par SCGM aux clients. Actuellement, le service de fourniture de gaz est disponible uniquement aux clients des tarifs 1, 3 et M. À partir du 1<sup>er</sup> novembre 1998, le service est étendu aux clients des tarifs 4 et 5.

2. À qui s'adresse ce service?

- Aux clients des tarifs 4 et 5 qui désirent utiliser le distributeur comme fournisseur de gaz.

3. Comment fonctionne le service?

- Le client sera facturé au prix de la fourniture de gaz (le prix du service de fourniture de gaz sera le même pour tous les clients, peu importe le tarif) <sup>(1)</sup>.
- Le service de fourniture de gaz doit couvrir la totalité<sup>(2)</sup> de la consommation du client.
- Le client doit aviser SCGM par écrit 6 mois à l'avance pour se prévaloir du service. Le client ne pourra se prévaloir du service que si son entente d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta est terminée. (Le client devra s'assurer qu'il n'y a plus d'engagement entre lui et son fournisseur, agent, courtier ou producteur au moment d'utiliser le service de fourniture du gaz.)
- Le client s'engage à utiliser le service pour une période de 12 mois.
- Pour se retirer du service de fourniture de gaz, le client doit aviser SCGM par écrit 6 mois avant la date de terminaison de la période de 12 mois.

4. Quand le service sera-t-il disponible?

- Le client peut se prévaloir du service à partir du 1<sup>er</sup> novembre 1998 (voir clauses 6 et 7).

---

<sup>(1)</sup> Le prix du service de fourniture de gaz reflète le coût prévu du gaz pour les 12 prochains mois. Pour la période de 12 mois débutant au 1<sup>er</sup> novembre 1998, notre portefeuille devrait être composé en bonne partie de volumes de gaz dont le prix variera en fonction d'un indice mensuel (tel que CGPR Empriss) et en partie de volumes dont le prix sera fonction du prix quotidien au marché. Une portion des volumes du portefeuille pourraient voir leurs prix fixés par dérivatifs financiers. La méthodologie détaillée du calcul du prix a été exposée et approuvée par la Régie dans la décision D-95-44.

<sup>(2)</sup> Temporairement pour la première année, ce service s'applique à la totalité de la consommation du client.

Service de fourniture de gaz (gaz de réseau)  
aux tarifs 4 et 5 (Suite)  
1<sup>er</sup> novembre 1998

5. Pourrons-nous satisfaire toutes les demandes des clients?

- Oui.

6. Comment se prévaloir du service?

- Pour se prévaloir du service au 1<sup>er</sup> novembre 1998, les clients devront retourner le formulaire approprié, dûment rempli, par télécopieur avant le jeudi 21 mai 1998, 18 h.

7. Y aura-t-il une autre chance de se prévaloir du service?

- Oui, à tout moment, pourvu que l'avis de 6 mois soit respecté et que l'entente d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta du client soit terminée. (À titre d'exemple, pour les clients dont l'entente d'achat-revente ou de service de livraison termine le 1<sup>er</sup> décembre 1998, ils pourront passer au service de fourniture de gaz au 1<sup>er</sup> décembre 1998 en avisant SCGM par lettre avant le 1<sup>er</sup> juin prochain.)



**SERVICE DE GAZ DE COMPRESSION  
(1<sup>er</sup> NOVEMBRE 1998)**

■ **NOM DU CLIENT / NOM DU REGROUPEMENT :** \_\_\_\_\_

(nom apparaissant au contrat d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta)

**Service de gaz de compression**

Cochez la case si vous désirez vous prévaloir de ce service à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Le présent formulaire, dûment signé par le client, confirme son intention de se prévaloir du service indiqué ci-dessus à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998 et sera considéré comme son engagement à utiliser ce service et à signer tout document donnant effet à cet engagement, si sa demande est retenue dans le processus d'attribution du volume disponible de ce service.

Signature : \_\_\_\_\_

Date : \_\_\_\_\_

Nom : \_\_\_\_\_

Titre : \_\_\_\_\_



Retourner par télécopieur à l'attention de Madame Marie Charette, entre le **lundi 25 mai 1998, 10 h** et le **mardi 26 mai 1998, 18 h** à l'un des numéros suivants :

(514) 598-3461

(514) 598-3460

(514) 598-3778

(514)598-3678

**Note :** Les formulaires reçus avant le début ou après la fin de la période mentionnée ci-dessus ne seront pas retenus.

**SERVICE DE TRANSPORT EN ALBERTA ENTRE AECO "C"/NIT ET EMPRESS  
(1<sup>er</sup> NOVEMBRE 1998)**

■ **NOM DU CLIENT / NOM DU REGROUPEMENT :** \_\_\_\_\_

(nom apparaissant au contrat d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta)

**Service de transport en Alberta entre AECO "C"/NIT et Empress**

Cochez la case si vous désirez vous prévaloir de ce service à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Si vous désirez fixer un volume quotidien maximal à ne pas être dépassé par le processus d'attribution, veuillez préciser ce volume ci-dessous (veuillez vous référer au processus d'attribution de la section 5 de la fiche de ce service).

Volume maximal à ne pas être dépassé par le processus d'attribution : \_\_\_\_\_ 10<sup>3</sup>m<sup>3</sup>/jour

Le présent formulaire, dûment signé par le client, confirme son intention de se prévaloir du service indiqué ci-dessus à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998 et sera considéré comme son engagement à utiliser ce service et à signer tout document donnant effet à cet engagement.

Signature: \_\_\_\_\_ Date : \_\_\_\_\_

Nom : \_\_\_\_\_

Titre : \_\_\_\_\_



Retourner par télécopieur à l'attention de Madame Marie Charette, avant le **mardi 26 mai 1998, 18 h** à l'un des numéros suivants :

(514) 598-3461

(514) 598-3460

(514) 598-3778

(514)598-3678

**Note :** Les formulaires reçus après la date mentionnée ci-dessus ne seront pas retenus.



**SERVICE DE FOURNITURE DE GAZ (GAZ DE RÉSEAU)  
(1<sup>er</sup> NOVEMBRE 1998)**

■ **NOM DU CLIENT :** \_\_\_\_\_

(nom apparaissant au contrat d'achat-revente ou de service de livraison à la frontière de l'Alberta)

**Service de fourniture de gaz**

Cochez la case si vous désirez vous prévaloir de ce service à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998.

Le présent formulaire, dûment signé par le client, confirme son intention de se prévaloir du service de fourniture de gaz à compter du 1<sup>er</sup> novembre 1998 et sera considéré comme son engagement à utiliser ce service et à signer tout document contractuel à cet effet.

Signature : \_\_\_\_\_

Date : \_\_\_\_\_

Nom : \_\_\_\_\_

Titre : \_\_\_\_\_

Retourner par télécopieur à l'attention de Madame Marie Charette, avant le **jeudi 21 mai 1998, 18 h** à l'un des numéros suivants :

(514) 598-3461

(514) 598-3460

**NOUVEAUX SERVICES  
À COMPTER DU 1<sup>er</sup> NOVEMBRE 1998**

**TABLE DES MATIÈRES**

<u>Document</u>	<u>Page(s)</u>
• Fiche de renseignement « <i>Gaz de compression</i> »	1-2
• Fiche de renseignement « <i>Transport en Alberta entre AECO "C"/NIT et Empress</i> »	3-4
• Fiche de renseignement « <i>Fourniture de gaz (gaz de réseau) aux tarifs 4 et 5</i> »	5-6
• Formulaire-réponse « <i>Gaz de compression</i> »	7
• Formulaire-réponse « <i>Transport en Alberta entre AECO "C"/NIT et Empress</i> »	8
• Formulaire-réponse « <i>Fourniture de gaz (gaz de réseau) aux tarifs 4 et 5</i> »	9



C a n a d i a n

# Natural Gas Market Report®

Volume 14, Number 5

May 5, 1998

## In this issue...

The Gate to a Brave New World of Deregulated Gas Transmission has Swung Wide Open for Canadian Natural Gas Producers p. 2

Sakura Dellsler, Inc. Acquires New York Energy Operation p. 3

TransCanada Files 1999 Facilities Application p. 4

Novagas Canada Plans Immediate Construction Start for \$97 Million West Stoddart Project p. 4

Quicktrade Announces Power Trading System Launch p. 5

Gas Pipeline and Utility Research Re-Aiming Toward Electronics and Software Systems, According to New Study p. 5

Natural Gas News p. 12

### Tables

Utility Wacogs p. 5

Canadian Domestic Gas Prices pp. 6-7

Export Spot Gas Price Indexes p. 7

Alberta Gas Reference Price p. 8

Empress/Nymex Differential p. 8

Canada/U.S. Gas Storage Surveys p. 8

Futures and Cash Market Prices & Commentary p. 9

Canadian Natural Gas Derivatives Prices p. 9

Daily April Spot Gas Prices and Empress & Station 2 p. 10

May Gas Price Survey Results p. 10

Canadian Gas Sales p. 11

© The contents of this publication are copyright. Reproduction in whole or in part by any means without the written permission of the publisher is forbidden.

The information contained in the Natural Gas Market Report is obtained from sources considered to be reliable. However, the information contained herein is not guaranteed with respect to its accuracy or completeness. Canadian Enerdata Ltd. assumes no responsibility for either the direct or indirect use of the information contained herein.

## Highlights

The gate to a brave new world of deregulated gas transmission has swung wide open for Canadian natural gas producers, unbaring the road to more timely, competitive and value-driven service. How do we know this? The market has spoken, and TransCanada PipeLine Ltd., that once-mighty pipeline monopoly, has bowed to its command. See p. 2.

Sakura Dellsler, Inc. (SDI), a global futures commission merchant (FCM), is pleased to announce that it has taken a major step forward in its expansionary plans. SDI has acquired a NYMEX-based energy group, formerly employees of Gerald Energy, a division of Gerald Inc. With the addition of this 45-person New York-based operation, SDI achieves a 50% expansion and will establish New York and Connecticut branch offices. See p. 3.

TransCanada PipeLines Limited has filed a \$984 million facilities application with the National Energy Board (NEB) to provide new firm transportation service of about 275 million cubic feet (MMcf) of natural gas per day to customers in eastern Canada, and the U.S. midwest and northeast by November 1, 1999. See p. 4.

Novagas Canada Ltd. (NCL) has announced that it will mobilize construction crews to begin work on a \$97 million West Stoddart natural gas processing project northwest of Fort St. John, British Columbia. This announcement follows the award of a Project Certificate from the B.C. government granting approval for the project to proceed. See p. 4.

QuickTrade has announced plans for a May launch of the first continent wide electronic hub trading system for power. This new system will complement QuickTrade's electronic Gas Trading System which has been in operation since 1994. See p. 5.

Competitive energy markets won't work without a revolution in meters, and communications and information systems, according to a new study by energy consultants Benjamin Schlesinger and Associates, Inc. (BSA). See p. 5.

One-month spot prices at AECO C/N.I.T. rose to \$2.1487/GJ, an increase of 37¢ from April. Daily spot prices averaged \$2.1975/GJ at AECO/N.I.T. and \$2.4423/GJ at Empress for April. See p. 6.

Natural Gas News: Crossroads gets bids for 800 MMcf/d of natural gas for project; US FERC eliminates gas surcharge, OKs voluntary GRI funding; February natural gas production -1.6% on year; exports +5.3%; Westcoast holding open season in B.C. for natural gas. See p. 12.

## Natural Gas Market Feature Article

### *The Gate to a Brave New World of Deregulated Gas Transmission has Swung Wide Open for Canadian Natural Gas Producers*

By Tamsin Carlisle

CALGARY - The gate to a brave new world of deregulated gas transmission has swung wide open for Canadian natural gas producers, unbarring the road to more timely, competitive and value-driven service. How do we know this? The market has spoken, and TransCanada PipeLine Ltd., that once-mighty pipeline monopoly, has bowed to its command.

Late last month, a consortium led by TransCanada announced that it is scrapping plans to start construction this summer of the U.S. segment of the proposed \$2.7 billion Viking-Voyageur pipeline after failing to win enough support from gas producers and after one of the consortium partners dropped out. Although TransCanada stopped short of announcing Viking-Voyageur's final demise, the unloved project's fate in the dustbin of history seems sealed, its cancellation meaning victory for the rival Alliance pipeline project in the struggle for ownership of major new transmission capacity for western Canadian gas exports to the U.S. Midwest.

Why is this also a victory for Canadian producers? Quite simply because they refused to back the TransCanada group's "me-too" project after perceiving that the big pipeline company had for too many years handed them the short end of the stick on gas prices. Instead, they continued to champion Alliance Pipeline Ltd.'s \$3.5 billion project - the first major North American pipeline project launched by a group of producers.

Alliance, as TransCanada has often pointed out, is no longer owned by gas producers. As the project gathered momentum and credibility, the original partners, one-by-one, were able to sell their stakes to pipeline companies and to return their focus to their own area of expertise: natural gas exploration and production. Nonetheless, the disgruntled producer group, tired of waiting for TransCanada to respond to their urgent requests for more capacity to relieve an export bottle-neck that was forcing down gas prices, were willing to take a substantial risk to get Alliance off the ground. At the same time they put paid to the out-dated notion that construction, or even planning, of new pipeline capacity must be preceded by iron-clad commitments to fill the pipeline to capacity - a situation that benefits pipeline operators but hurts producers.

The Alliance project got started in late 1995, and was at first ignored, then ridiculed by Nova Corp. and TransCanada, the two big Canadian gas pipeline operators that respectively held monopolies on gas transmission services within Alberta and between Alberta and provinces to the east. It's noteworthy that the first pipeline company to join Alliance was IPL Energy Inc. - primarily an oil pipeline operator. More than a year later, when it became clear that Alliance's circle of support was both widening and gathering financial depth, TransCanada announced its own \$4 billion expansion project, dubbed Nexus, while Nova tried belatedly to strike a deal with Alliance to preserve its gas-gathering monopoly in northwestern Alberta. Alliance and the

gas-producing community rebuffed both initiatives. In due course, Nexus was cancelled and replaced by the substantially smaller Viking-Voyageur project.

While TransCanada tried to pitch Viking-Voyageur as a producer-backed project, comparable to Alliance, the producers were having none of it. In the end, TransCanada president and chief executive George Watson had to admit to analysts that Viking-Voyageur had attracted contracts for only 33 million cubic feet a day of gas shipments, or less than 3% of its proposed capacity, notwithstanding support for the project from a number of Wisconsin utilities that wouldn't be served by Alliance.

Ultimately, it was the lack of producer commitment to Viking-Voyageur that forced Northern States Power Co. of Minnesota, a 40% partner in the U.S. portion of the project, to face reality and pull the plug. For a while, TransCanada and the remaining Viking-Voyageur partner, Illinois-based Nicor Inc., continued to insist they were "evaluating options" for the project. But in an April 23 letter, hand-delivered to the U.S. Federal Energy Regulatory Commission, the Viking Voyageur operating company asked the top U.S. energy regulator to suspend its review of the project pending a report on the project's status.

A few days later, in an apparent retrenchment to its traditional Canadian pipeline business, TransCanada filed a \$984 million facilities application with Canada's National Energy Board to add about 275 million cubic feet of day of additional transmission capacity to its Canadian mainline by November 1, 1999.

The winners and losers in this saga couldn't be more obvious: TransCanada and its prospective merger partner Nova have suffered a serious strategic setback in their bid to become a dominant regional player in a sector of the North American gas market that is growing in importance. They have also suffered a setback in terms of their goal of competing head-on with the new breed of U.S. energy services giants. Western Canadian gas producers, on the other hand, are now looking at estimated incremental take-away capacity at the Alberta border of some 2.7 billion cubic feet a day by November 2000, which should work wonders in terms of strengthening gas prices.

"Clearly, the gap between export capacity and productive capacity, using our relatively aggressive drilling assumptions, have widened. This should result in further price escalation in natural gas forward markets for late 1999, 2000 and beyond," FirstEnergy Capital Corp. research director Martin Molyneaux wrote in his April 29 analysis of the impact of TransCanada's 1999 expansion announcement.

Molyneaux estimates that 30,000 new gas wells will be needed to achieve a balance between export capacity and productive capacity over the next five years. He tentatively predicts that, without any further TransCanada expansion in 2000 or beyond and with a maximum of 6,350 new gas wells drilled and tied-in

each year, that balance won't be reached until 2002.

"Bottom line: It currently looks like we are in for five years of very attractive gas prices, likely in the Cdn \$2.50 to \$3.00 per Mcf range," Molyneaux concludes. Every western Canadian gas producer wins, he adds, through the prospect of relatively higher levels of revenue, cash flow, earnings and return on equity.

CanTransCanada repair its reputation with its newly empowered gas producer customers? Already, it has moved in the right direction by speedily refocusing on those customers' basic needs for more takeaway capacity from the Alberta border, but on somewhat less than the scale of a full-fledged Alliance competitor.

The stakes here are substantial: With Chevron Canada's recent elephant gas-find in northeastern British Columbia - a one trillion-cubic-foot reservoir that ranks as one of the biggest gas pools ever discovered in western Canada - comes new certainty that the industry is just starting to tap the riches of this relatively underexplored gas-producing region. A number of pipeline operators, including TransCanada/Nova, Alliance and Westcoast Energy Inc., will be vying for a piece of the action here, as gas transportation and processing infrastructure is expanded northward.

In another significant development, Gulf Canada Resources Ltd., after a 10-year hiatus, may soon dust off plans to exploit its roughly 2.6 trillion cubic feet of gas reserves in the western Canadian Arctic. Richard Auchinleck, the company's down-to-earth president and chief executive, surprised Gulf shareholders with this announcement at Gulf's recent annual meeting in Calgary. After the meeting, he told reporters that a western Canadian gas price as low as C\$2.40 per Mcf - well within range, according to Molyneaux's analysis - would make economically viable the exploitation of these long-neglected far northern gas reserves. He further predicted that exports of Gulf's Mackenzie Delta gas reserves could begin in as little as five years' time. The ongoing northward expansion of western Canadian pipeline and gas-processing infrastructure, said Auchinleck, is one of the key factors that recently led Gulf to reassess and reduce its estimate of the cost of bringing its immense Mackenzie Delta gas reserves to market. It's a sure bet that other major producers once active in the Canadian Arctic, including Shell Canada Ltd. and Amoco Canada Resources Ltd., will soon recall that they too have "hidden assets" in the region.

Auchinleck is the first to admit that Gulf is not the logical operator for a Mackenzie Valley pipeline, although it holds the right-of-way and may have to spearhead a producer-driven project along the lines of Alliance. If TransCanada has truly learned its lesson, it could yet expand its North American clout by seizing a lead role in a major new Canadian gas export project.

What remains to be seen is whether TransCanada will stop moping about being "underappreciated" and instead resolve to learn from its run-in with Alliance to be more sensitive to the needs of its Canadian gas-producer customers. If so, it will become a vastly more effective competitor in the larger North American energy services arena. Chances are, for Canada's largest pipeline company, this is far from "game over".

## Sakura Dellsheer, Inc. Acquires New York Energy Operation

Sakura Dellsheer, Inc. (SDI), a global futures commission merchant (FCM), is pleased to announce that it has taken a major step forward in its expansionary plans. SDI has acquired a NYMEX-based energy group, formerly employees of Gerald Energy, a division of Gerald Inc. With the addition of this 45-person New York-based operation, SDI achieves a 50% expansion and will establish New York and Connecticut branch offices.

This expansion completes SDI's goal of establishing a substantial presence on the New York Mercantile Exchange (NYMEX) in conjunction with its recent approval as a clearing member. The new arrangement significantly extends SDI's futures market coverage and makes the firm a full-service energy futures entity, providing clearing, floor execution, research, risk-management consulting, and over-the-counter (OTC) brokerage to the energy industry worldwide. Previously, in October 1997, SDI took its first major step in the direction of energy risk management by establishing a branch office in San Antonio, Texas headed by James McKinney, First Vice President and Managing Director. The overwhelming success of its San Antonio branch office led SDI to continue its expansion into the energy field.

The new energy brokerage operation is led by Alan Kurzer, Senior Vice President and Managing Director, and former President of Gerald, Inc. The group includes three primary divisions (i) a 22-person NYMEX Floor Operation, managed by Scott Waldman, First Vice President, (ii) a 15-person Energy OTC Operation, managed by Jeff Rosenzweig, First Vice President, and (iii) a 7-person NYMEX Futures and Options Desk, headed by Gregory Kurzer, Vice President.

SDI's New York and San Antonio energy operations will complement each other, providing daily research, fundamental and technical analysis and reports, identifying trading opportunities, and recommending the appropriate trading strategies to its clientele. The New York OTC group will initially cover the U.S. and Canada natural gas physical and basis markets and the NYMEX-related oil and natural gas swaps markets and expect to immediately increase staff in order to expand their coverage areas. Additionally, in continuing SDI's commitment to education, the firm will begin offering personalized one-on-one training courses taught by a team of energy specialists.

Leo Melamed, Chairman and CEO of SDI, stated: "This dramatic expansion of Sakura Dellsheer places our firm squarely on the NYMEX floor and represents unequivocal evidence of our goal to be a serious participant in the field of energy futures, options, and related derivatives."

Alan Kurzer, Managing Director of SDI's New York branch office, stated: "On behalf of our NYMEX energy group, we are delighted to become associated with the prestigious Sakura Dellsheer firm and its chairman, Leo Melamed. We look forward to complementing SDI's San Antonio office and coordinating a major expansionary effort in this field."

James McKinney, Managing Director SDI's San Antonio

branch office, stated: "We are pleased to be part of the expansionary SDI plans relating to energy derivatives. The new NYMEX presence will provide our clients with full service capabilities in energy risk management.

### TransCanada Files 1999 Facilities Application

TransCanada PipeLines Limited has filed a \$984 million facilities application with the National Energy Board (NEB) to provide new firm transportation service of about 275 million cubic feet (MMcf) of natural gas per day to customers in eastern Canada, and the U.S. midwest and northeast by November 1, 1999.

The 1999 facilities construction program continues TransCanada's successful efforts to significantly expand its natural gas pipeline system in Canada. "This expansion proposal is consistent with our strategic objective of being the low-cost transporter of natural gas to multiple markets across North America," said George Watson, president and chief executive officer. "The application reflects our desire to provide customers and producers with timely, low-cost pipeline capacity and the flexibility they need to meet the demands of a growing, deregulated marketplace."

The expansion proposal calls for construction of 560 kilometres of pipeline loop and four additional compressor units. It is fully supported by firm supply, committed demand and unconditional transportation precedent agreements. It is estimated to increase the Eastern Zone toll by \$0.007 per gigajoule (GJ) in the expansion's first full year of operation. The resulting Eastern Zone toll for the year 2000 is estimated to be \$0.958 per GJ (excluding fuel), an increase of 0.7 percent over what the toll is estimated to be if no construction took place.

Should this application be approved and the facilities constructed by November 1999, TransCanada will have expanded its delivery capability by about 1.2 billion cubic feet (Bcf) per day since November 1996. Combined with the 700MMcf per day expansion into Chicago by Northern Border pipeline, 30 percent owned by TransCanada, these expansions will have increased delivery capability from the Western Canadian Sedimentary Basin by 1.9 Bcf per day between 1996 and 1999. This has resulted in the

differential between Alberta and NYMEX market prices narrowing by 50 percent in the forward markets. "The outlook for continued low-cost expansion on our pipeline system is positive, particularly in light of the recent accord with western Canadian producers that supports the regulatory changes necessary to encourage continued pipeline expansion from western Canada," said Bob Reid, president, Canadian Mainline.

### Novagas Canada Plans Immediate Construction Start for \$97 Million West Stoddart Project

Novagas Canada Ltd. (NCL) has announced that it will mobilize construction crews to begin work on a \$97 million West Stoddart natural gas processing project northwest of Fort St. John, British Columbia. This announcement follows the award of a Project Certificate from the B.C. government granting approval for the project to proceed.

"This approval has come within the time frame we'd planned for," said Randy Findlay, President, Novagas Canada Ltd. "The West Stoddart project is one of the key components of NCL's overall gas and liquids gathering and processing strategy. NCL is on target to deliver its services and value-added benefits to producers."

The West Stoddart project includes: a 160-million-cubic-foot-per-day natural gas processing plant and gathering lines; a 69-kilometre, 16-inch natural gas pipeline; and a parallel 6-inch natural gas liquids pipeline. Construction is scheduled to be completed by late summer 1998.

The Western Stoddart facility is being developed primarily as a gas conservation plant to process raw sour gas associated with oil production from the Stoddart and Buick Creek fields. The plant will sweeten the gas recovered from oil production batteries operated by Canadian Natural Resources Limited (CNRL) and Remington Energy Ltd. The plant will also recover a portion of the hydrocarbon liquids in the gas stream.

Natural gas from the West Stoddart plant will then be transported by pipeline to the Younger natural gas processing plant at Taylor, B.C. NCL holds a 43.3 percent interest in the soon-to-be expanded Younger gas processing plant. The natural gas liquids

---

## C A N A D I A N

### Natural Gas Market Report

---

**Print subscription rate:** \$525.00 per year (plus G.S.T. for Canadian subscribers - GST# 100763564).

**Weekly Fax Service:** A Weekly Price Update is available by fax only to NGMR and CGPR subscribers. The cost is \$350.00 per year (plus G.S.T.).

**Canadian Gas Price Reporter:** A monthly publication is available separately for \$525.00 per year (plus G.S.T.).

**Combined rate:** The Canadian Natural Gas Market Report and Gas Price Reporter are available at a combined rate of \$900.00 per year (plus G.S.T.).

**Mail or fax this subscription form to:** Canadian Enerdata Ltd., Suite 304, 100 Allstate Pkwy., Markham, ON L3R 6H3 Tel: (905) 479-9697 Fax: (905) 479-2515 e-mail: enerdata@inforamp.net.

Name \_\_\_\_\_

Title \_\_\_\_\_

Company \_\_\_\_\_

Address \_\_\_\_\_

City/Prov./P.C. \_\_\_\_\_

Phone No. \_\_\_\_\_

Fax No. \_\_\_\_\_

- Canadian Natural Gas Market Report
- Canadian Gas Price Reporter
- Canadian Natural Gas Market Report & Gas Price Reporter
- Weekly Price Update (Must subscribe to one of the above)
- Cheque enclosed
- Bill me

will be further transported to NCL's liquids fractionation facility at Redwater-Fort Saskatchewan, near Edmonton, Alberta. The Redwater-Fort Saskatchewan facility, the capacity of which is 65,000 barrels of natural gas liquids per day, is targeted to be on-stream in the fall of 1998.

"This project enhances the economics of Remington's and CNRL's operations and contributes to NCL's large-scale integrated liquids project in B.C. and Alberta," said Findlay. "The project is of strategic importance to the oil and gas sector in northeast British Columbia and will likely lead to further significant investments in the area."

Paul Baay, President of Remington said the West Stoddart project illustrates the benefits of industry and government working together. "The B.C. government appears committed to improving and streamlining the process. No doubt this will contribute to the overall competitiveness of the West Stoddart region and the oil and gas industry of British Columbia as a whole."

CNRL Chairman Allan Markin said: "In today's market, West Stoddart is the type of project that provides overall value to our shareholders. The approval from the B.C. Government is a clear signal of the government's interest in fostering growth and development in the oil and natural gas industry."

Construction of the West Stoddart plant is expected to generate 5,400 person days of employment, with the workforce peaking at 120 people. Pipeline construction is expected to generate 9,000 person days of work, with the crew averaging about 100 people. On completion, the West Stoddart plant is expected to have a full-time staff of 11 plus eight equivalent contract service and maintenance positions. Annual contracted maintenance services are expected to generate about 10,000 person hours per year.

### Quicktrade Announces Power Trading System Launch

QuickTrade has announced plans for a May launch of the first continent wide electronic hub trading system for power. This new system will complement QuickTrade's electronic Gas Trading System which has been in operation since 1994.

QuickTrade's Power Trading System will provide the power market with a new desktop tool to conduct power transactions and brings the benefit of real time price discovery. The system will initially serve 16 hub locations across the U.S. and Canada, with new trading hubs planned in the future to meet market demand.

The system will operate as a matching service where users preselect counterparties from QuickTrade's full Subscriber base. Buyers and sellers remain anonymous from one another until the transaction terms are electronically agreed upon, at which point, their names are revealed only to each other in the transaction confirmation notice. Formal contracts and physical/financial clearing are handled between the parties to a transaction.

"The Power Trading System is patterned off our successful gas trading system which has been in operation for over four years," said David Hanson, Vice President of Marketing. "Market participants have expressed a need for better price discovery and help in developing liquidity. Therefore it makes sense for QuickTrade to introduce this service at this time, in step with the

expansion and growth of the electricity trading business. Initial response from prospective users has been very positive," commented Hanson.

Power contract terms are flexible at the discretion of traders, and may vary from one hour to one year. The system will be available for trading 24 hours a day, seven days a week.

"QuickTrade has relied heavily on feedback from electricity traders regarding the type of trading system they would prefer at this stage of power industry deregulation" said Jeff Taylor, Vice President, Business Development. "We have listened carefully to these user needs and have reflected them in our product design." QuickTrade plans to introduce further product enhancements in future to accommodate evolution in the power trading industry. Taylor added, "With the availability of real time supply and market data for both gas and power at several different hubs, traders will be able to do cross commodity arbitrage."

QuickTrade's electronic Gas Trading System currently serves over 350 users, at 140 trading points across the US and Canada. In four years of operation, traders have completed in excess of 50,000 transactions on QuickTrade.

QuickTrade operates in the US as QuickTrade L.L.C. and in Canada as QuickTrade Canada Limited Partnership. It is owned by affiliates of NGC Corporation, NICOR Inc. and Pacific Enterprises.

### Gas Pipeline and Utility Research Re-Aiming Toward Electronics and Software Systems, According to New Study

Bethesda, MD — Competitive energy markets won't work without a revolution in meters, and communications and

continued on p. 12...

Canadian Gas Utility Wacogs (\$/GJ)				
Consumers Gas* - March 1998				
		With Fuel	W/O Fuel	
Western Intra-Alberta buy/sell	1.7584			
Western buy/sell		2.0335	1.8805	
Western FST		2.0767	1.9237	
Ontario (City Gate) buy/sell	2.8779			
Western buy/sell forecast				
March	1.845			
April	1.886			
May	1.905			
Union Gas Ltd. WACOG <sup>^</sup> Jan. 1, 1998				
	Obligated FS	Obligated FST	Unobl. FS	Unobl. FST
West. Buy/Sell w Fuel	2.0723	2.1117	2.0723	2.1117
West Buy/Sell w/o Fuel	1.9112	1.9543	1.9112	1.9543
Ont. Buy/Sell w Fuel	2.9671	2.7562	2.9671	2.7562
Ont. Buy/Sell w/o Fuel	2.8061	2.5988	2.8061	2.5988
Centra Gas Ontario WACOG <sup>#</sup>				
	Apr.-Jun.	1.92	Jan.-Mar.	1.92
Centra Gas Manitoba WACOG <sup>**</sup>				
	Mar-98	3.1633	Feb-98	2.9674
Gaz Metropolitan WACOG <sup>**</sup> (Without Fuel)				
	Apr-98	2.1700	Mar-98	2.0300

\* Updated twice a month.

<sup>^</sup> Updated annually. Converted from '000 cu. m.

<sup>#</sup> Updated quarterly.

<sup>\*\*</sup> Updated monthly.

**Alberta spot gas price at border & Toronto city-gate \$/GJ**

City/GJ	Alberta Spot Gas		Alberta 1-Year Gas	
	Border	Toronto	Border	Toronto
J15/93	2.70	3.65	1.65	2.55
J29	1.85	2.87	1.55	2.42
F15	2.15	3.17	1.55	2.42
M1	2.33	3.35	1.70	2.57
M15	2.33	3.25	1.75	2.60
A4	2.53	3.28	2.08	2.97
A12	2.45	3.47	2.10	2.97
M3	3.22	4.24	2.19	3.08
M17	2.09	3.11	2.28	3.13
J1	1.75	2.77	2.19	3.08
J14	2.02	3.04	2.25	3.12
J1	1.91	2.93	2.39	3.26
J18	1.46	2.48	2.39	3.25
A1	1.63	2.65	2.40	3.27
A18	1.66	2.68	2.41	3.28
S1	2.01	3.03	2.43	3.30
S18	1.16	2.18	2.44	3.31
O3	1.68	2.90	2.39	3.28
O11	1.65	2.67	2.35	3.22
N1	2.29	3.31	2.33	3.20
N15	2.57	3.59	2.38	3.23
D1	2.00	4.02	2.37	3.24
D12	2.44	3.46	2.40	3.27
J3/94	2.49	3.51	2.40	3.27
J17	2.18	3.20	2.13	3.00
F1	2.23	3.25	2.17	3.04
F14	3.62	4.84	2.17	3.04
M1	2.80	3.80	2.22	3.19
M14	2.33	3.35	2.25	3.12
A4	2.17	3.19	2.23	3.10
A18	1.98	3.00	2.23	3.10
M2	2.10	3.12	2.19	3.08
M15	2.14	3.16	2.18	3.08
N1	1.95	2.97	2.19	3.09
J13	1.91	2.93	2.18	3.03
J14	1.91	2.93	2.13	3.00
J18	1.89	2.91	2.12	2.99
A1	1.86	2.88	2.11	2.98
A15	1.79	2.80	2.09	2.95
S1	1.70	2.71	2.08	2.92
S19	1.67	2.68	2.00	2.86
O3	1.54	2.55	1.89	2.75
O17	1.53	2.54	1.89	2.75
N1	1.80	2.81	1.78	2.82
N14	1.70	2.80	1.78	2.82
D1	1.62	2.83	1.68	2.64
D11	1.45	2.46	1.48	2.34
J2/95	1.30	2.31	1.31	2.17
J16	1.07	2.08	1.17	2.03
F15	1.03	2.03	1.11	1.97
F15	1.02	2.03	1.13	1.99
M1	0.95	1.96	1.13	1.99
M15	1.02	2.03	1.18	2.04
A3	1.08	2.07	1.31	2.10
A17	1.18	2.17	1.24	2.10
M1	1.24	2.25	1.35	2.25
M15	1.30	2.31	1.36	2.24
J1	1.25	2.26	1.44	2.32
J19	1.13	2.03	1.39	2.29
J14	1.09	1.99	1.37	2.27
J17	1.00	1.90	1.27	2.18
A1	0.99	1.90	1.25	2.18
A14	0.99	1.90	1.29	2.19
S1	1.05	1.96	1.28	2.18
S18	1.10	2.01	1.28	2.18
O2	1.10	2.01	1.23	2.13
O16	1.25	2.15	1.23	2.14
N1	1.27	2.12	1.30	2.21
N13	1.33	2.23	1.30	2.21
D1	1.34	2.25	1.32	2.22
D18	1.38	2.29	1.34	2.24
J1/96	1.47	2.37	1.42	2.32
J15	1.47	2.37	1.42	2.34
F1	1.59	2.49	1.48	2.36
F12	1.50	2.41	1.54	2.44
M1	1.50	2.40	1.55	2.45
M18	1.37	2.28	1.47	2.38
A1	1.40	2.40	1.48	2.40
A15	1.27	2.18	1.37	2.28
M1	1.27	2.18	1.34	2.25
M13	1.20	2.21	1.32	2.23
J3	1.18	2.08	1.32	2.22
J15	1.17	2.08	1.33	2.23
J11	1.18	2.09	1.33	2.24
J115	1.25	2.16	1.40	2.31
A1	1.28	2.17	1.39	2.30
A12	1.25	2.16	1.41	2.32
S3	1.24	2.15	1.38	2.29
S16	1.28	2.17	1.38	2.28
O1	1.28	2.16	1.38	2.28
O15	1.47	2.37	1.48	2.39
N1	1.52	2.42	1.48	2.38
N18	1.87	2.95	1.77	2.68
D2	2.13	3.03	1.77	2.68
D16	2.19	3.10	1.81	2.72
J2/97	2.27	3.16	1.85	2.75
J13	2.38	3.28	1.95	2.85
F3	2.85	3.75	1.94	2.84
F18	1.98	2.86	1.59	2.48
M1	1.79	2.59	1.55	2.54
M17	1.43	2.33	1.62	2.52
A1	1.58	2.46	1.67	2.57
A14	1.75	2.75	1.66	2.76
M1	1.83	2.74	1.90	2.80
M12	1.83	2.83	1.97	2.87
J2	1.70	2.54	1.66	2.71
J16	1.59	2.43	1.64	2.68
J12	1.60	2.45	1.65	2.69
J1 14	1.59	2.44	1.64	2.68
A1	1.47	2.32	1.60	2.65
A18	1.47	2.32	1.60	2.65
S2	1.51	2.35	1.65	2.70
S15	1.82	2.67	1.69	2.73
O1	1.82	2.66	1.69	2.74
O14	1.95	2.84	1.68	2.73
N1	2.13	2.98	1.68	2.73
N17	1.96	2.81	2.08	2.93
D1	1.92	2.76	2.10	2.95
D15	1.88	2.72	2.08	2.91
F5/98	1.91	2.76	2.07	2.92
J19	1.92	2.77	2.10	2.95
J2	1.70	2.54	1.65	2.69
F18	1.91	2.76	2.35	3.20
M2	1.99	2.84	2.33	3.18
M16	1.88	2.73	2.33	3.17
A1	2.09	3.04	2.34	3.21
A20	2.50	3.34	2.85	3.50
M1	2.28	3.13	2.57	3.42

**Domestic gas market**

One-month spot prices at AECO C/N.I.T. rose to \$2.1487/GJ, an increase of 37¢ from April. Daily spot prices averaged \$2.1975/GJ at AECO/N.I.T. and \$2.4423/GJ at Empress for April.

Bids & offers for Nov/98 one-year fixed-price deals averaged \$2.4281/GJ and \$2.5724/GJ at AECO/NIT and Empress respectively.

Price changes were mixed at the major export border points, ranging from 8-28¢ increases in the west to 7-9¢ declines in the east.

The May Henry Hub futures contract last 3-day average was \$2.290. The Alberta contract was stagnant at \$1.01. Spot prices dipped 1¢ to an average of \$2.21/MMBtu

The outlook for day-to-day Alberta spot gas prices is for unstable and weakening prices around \$2.00. One-month prices are also expected to be volatile around the \$2.00/GJ range for June. Downward pressure will build as storage levels remain high. One-year prices are expected to be around \$2.40/GJ for November/98 gas.

Daily Spot Gas Price at AECO C & Nova Inventory Transfer							
Month	Volume (MMcf)	Number of Transactions	Price (\$/GJ)			Avg. Price US\$/MMBtu	
			Low	High	Avg.*		
April 1998							
1	2307.8	199	1.97	2.05	2.0377	1.5163	
2	1892.5	181	2.14	2.29	2.2091	1.6417	
3	1462.0	174	2.17	2.29	2.2653	1.6814	
Weekend#	2420.1	207	2.24	2.30	2.2698	1.6847	
4	149.0	16	2.13	2.16	2.1361	1.5855	
5	131.6	16	2.20	2.21	2.2009	1.6336	
6	1886.2	196	2.18	2.22	2.1917	1.6295	
7	1719.7	177	2.19	2.24	2.2223	1.6478	
8	1558.6	164	2.27	2.33	2.3055	1.7068	
9	1324.9	154	2.31	2.37	2.3529	1.7415	
10	620.7	70	2.35	2.37	2.3622	1.7483	
Weekend#	1998.8	136	2.34	2.37	2.3619	1.7481	
11	134.7	16	2.28	2.32	2.2880	1.6934	
12	194.2	23	2.28	2.30	2.2859	1.6919	
13	1288.5	122	2.25	2.31	2.2968	1.6915	
14	1287.9	128	2.29	2.31	2.2995	1.6903	
15	1406.2	151	2.33	2.34	2.3337	1.7100	
16	1253.3	127	2.31	2.39	2.3586	1.7312	
17	496.6	62	2.31	2.34	2.3220	1.7129	
Weekend#	1386.4	136	2.30	2.35	2.3286	1.7178	
18	70.0	11	2.29	2.30	2.2980	1.6952	
19	103.0	13	2.31	2.33	2.3197	1.7112	
20	1216.5	147	2.25	2.30	2.2794	1.6834	
21	1353.1	146	2.24	2.29	2.2779	1.6790	
22	1380.0	165	2.10	2.28	2.1635	1.5928	
23	1285.3	147	2.00	2.05	2.0270	1.4902	
24	1369.7	160	2.00	2.04	2.0044	1.4727	
Weekend#	1899.9	174	2.00	2.03	2.0058	1.4738	
25	261.7	31	2.06	2.10	2.0733	1.5233	
26	291.0	33	2.06	2.11	2.0934	1.5381	
27	1180.2	146	2.03	2.10	2.0500	1.5027	
28	1648.6	180	2.02	2.05	2.0354	1.4921	
29	1803.9	196	2.07	2.10	2.0754	1.5225	
30	1707.2	163	2.00	2.03	2.0266	1.4944	
<b>Tot./Wtd. Avg.**</b>	<b>40489.5</b>	<b>4167.0</b>	<b>1.97</b>	<b>2.39</b>	<b>2.1975</b>	<b>1.6224</b>	
<b>Arithmetic Avg.**</b>					<b>2.2105</b>	<b>1.6316</b>	
<b>Tot./Wtd. Avg.^</b>	<b>32784.3</b>	<b>3514.0</b>	<b>1.97</b>	<b>2.39</b>	<b>2.1877</b>	<b>1.6147</b>	
<b>Arithmetic Avg.^</b>					<b>2.2064</b>	<b>1.6284</b>	
<b>Tot./Wtd. Avg.^A</b>	<b>38533.6</b>	<b>3938.0</b>	<b>1.97</b>	<b>2.39</b>	<b>2.1954</b>	<b>1.6208</b>	
<b>Arithmetic Avg.^A</b>					<b>2.2040</b>	<b>1.6262</b>	
<b>Tot./Wtd. Avg.^B</b>	<b>48237.6</b>	<b>4727.0</b>	<b>1.97</b>	<b>2.39</b>	<b>2.2093</b>	<b>1.6315</b>	
<b>Arithmetic Avg.^B</b>					<b>2.2143</b>	<b>1.6343</b>	

\* Weighted average price. #Deals done on Friday for the Weekend. \*\* Includes Weekend deals. ^ Excludes Weekend deals.  
 ^^ Includes Weekend deals and excludes Saturday, Sunday and statutory holiday Friday or Monday deals.  
 ^^ Does not include day deals done during the weekend or on statutory holidays that fall in conjunction with the weekend.  
 The weekend number is used instead as a proxy for each of the weekend days and statutory holidays.  
 Note: Weekend deals include statutory holiday Fridays and Mondays.  
 Source: Canadian Enerdata survey. Exchange rate from Bank of Canada (noon day rate).



**ALBERTA NATURAL GAS REFERENCE PRICE (\$/GJ)**

	Wtd. Avg. Price of Alta. Gas	Deductions (1) Intra-Alta Transportation	Deductions (2) Marketing Allowance	Price Before Pipeline Fact.	Pipeline Fuel/ Loss Factor (3)	REFERENCE PRICE
Jan-95	1.658	0.238	0.015	1.405	0.987	1.391
Feb-95	1.543	0.242	0.019	1.282	0.987	1.250
Mar-95	1.490	0.266	0.016	1.208	0.986	1.200
Apr-95	1.471	0.252	0.016	1.203	0.987	1.190
May-95	1.537	0.252	0.016	1.269	0.986	1.250
Jun-95	1.547	0.247	0.018	1.282	0.987	1.270
Jul-95	1.332	0.255	0.016	1.061	0.986	1.100
Aug-95	1.330	0.229	0.016	1.094	0.986	1.070
Sep-95	1.528	0.223	0.017	1.288	0.986	1.200
Oct-95	1.498	0.230	0.017	1.251	0.986	1.250
Nov-95	1.519	0.203	0.017	1.299	0.988	1.290
Dec-95	1.665	0.217	0.018	1.430	0.987	1.390
Jan-96	1.900	0.208	0.027	1.665	0.988	1.620
Feb-96	1.878	0.213	0.027	1.638	0.986	1.610
Mar-96	1.906	0.223	0.024	1.659	0.987	1.600
Apr-96	1.854	0.227	0.026	1.601	0.987	1.510
May-96	1.717	0.234	0.025	1.458	0.986	1.410
Jun-96	1.705	0.234	0.025	1.446	0.985	1.370
Jul-96	1.790	0.241	0.025	1.524	0.986	1.380
Aug-96	1.775	0.229	0.025	1.521	0.986	1.380
Sep-96	1.584	0.225	0.025	1.334	0.986	1.200
Oct-96	1.594	0.238	0.024	1.332	0.986	1.280
Nov-96	2.104	0.219	0.025	1.860	0.985	1.790
Dec-96	2.730	0.227	0.028	2.475	0.987	2.360
Jan-97	3.091	0.233	0.026	2.832	0.986	2.770
Feb-97	2.603	0.236	0.022	2.345	0.985	2.280
Mar-97	1.745	0.254	0.020	1.471	0.986	1.390
Apr-97	1.737	0.231	0.020	1.486	0.985	1.440
May-97	1.862	0.234	0.020	1.607	0.984	1.570
Jun-97	1.909	0.231	0.021	1.657	0.985	1.650
Jul-97	1.843	0.238	0.020	1.585	0.986	1.590
Aug-97	1.833	0.231	0.021	1.581	0.985	1.570
Sep-97	1.974	0.227	0.021	1.726	0.986	1.730
Oct-97	2.348	0.235	0.022	2.091	0.986	2.070
Nov-97	2.661	0.229	0.023	2.409	0.986	2.370
Dec-97	2.239	0.232	0.021	1.986	0.988	1.950
Jan-98	2.059	0.233	0.016	1.809	0.984	1.800
Feb-98	1.956	0.210	0.015	1.731	0.985	1.730

The Alberta Natural Gas Reference Price is a monthly weighted average field price for Alberta gas delivered for consumption or exported from Alberta, reduced by transportation and marketing allowances, and adjusted for pipeline fuel/loss.

**EMPRESS/NYMEX DIFFERENTIAL US\$/MMBtu**

	NYMEX Closs	EMPRESS DIFFERENTIAL	
Jan-95	1.64	0.98	-0.66
Feb	1.42	0.77	-0.65
Mar	1.43	0.72	-0.71
Apr	1.57	0.80	-0.76
May	1.70	0.96	-0.73
Jun	1.76	0.96	-0.80
Jul	1.53	0.84	-0.70
Aug	1.39	0.77	-0.62
Sep	1.58	0.83	-0.75
Oct	1.64	0.87	-0.78
Nov	1.77	1.00	-0.78
Dec	2.27	1.04	-1.23
Jan-96	3.07	1.14	-1.93
Feb	2.46	1.22	-1.24
Mar	2.75	1.15	-1.60
Apr	2.78	1.09	-1.88
May	2.21	0.98	-1.23
Jun	2.36	0.89	-1.47
Jul	2.65	0.91	-1.73
Aug	2.32	0.97	-1.35
Sep	1.85	0.96	-0.89
Oct	1.83	0.97	-0.86
Nov	2.65	1.20	-1.45
Dec	3.90	1.66	-2.24
Jan-97	4.00	1.74	-2.26
Feb	2.99	2.24	-0.75
Mar	1.78	1.38	-0.40
Apr	1.81	1.18	-0.62
May	2.12	1.39	-0.73
June	2.35	1.30	-1.05
July	2.13	1.23	-0.90
Aug	2.16	1.13	-1.04
Sept	2.52	1.15	-1.37
Oct	3.35	1.39	-1.96
Nov	3.27	1.60	-1.67
Dec	2.68	1.42	-1.16
Jan	2.31	1.41	-0.89
Feb	2.00	1.23	-0.77
Mar	2.29	1.48	-0.81
Apr	2.30	1.48	-0.82
May	2.26	1.68	-0.58
Average			
1993	2.14	1.85	-0.28
1994	1.90	1.56	-0.34
1995	1.64	0.88	-0.76
1996	2.57	1.10	-1.47
1997	2.59	1.43	-1.16
1998 YTD	2.23	1.46	-0.77
Historical*	2.01	1.28	-0.74

Month	Nymex Alberta^	AECO/NIT Index	Differential
Nov-98	1.092	1.115	0.023
Dec	1.760	1.580	-0.180
Jan-97	1.730	1.660	-0.070
Feb	2.200	2.110	-0.090
Mar	1.183	1.300	0.117
Apr	1.140	1.100	-0.040
May	1.295	1.333	0.038
Jun	1.270	1.272	0.002
July	1.202	1.188	-0.014
Aug	1.100	1.119	0.019
Sept	1.300	1.128	-0.172
Oct	1.330	1.322	-0.008
Nov	1.395	1.480	0.085
Dec	1.530	1.267	-0.263
Jan-98	1.320	1.036	-0.284
Feb	1.180	1.070	-0.110
Mar	1.125	1.223	0.098
Apr	1.010	1.323	0.313
May	1.010	1.581	0.571

Source: NYMEX, Canadian Enerdata Ltd. \* Jun 1990 to present. ^ Last 3-day average.

**Canadian Gas Association Storage Survey\* (Bcf)**

	Week end		Diff. (Bcf)	% Chg	Maximum Same Wk Capacity			% Full Last Year	
	24-Apr	17-Apr			% Full Capacity	Last Year	Last Year		
East	104.0	98.0	6.0	6.1	44.8	231.9	11.4	232.5	4.9
West	83.1	80.4	2.7	3.4	31.3	265.9	49.0	259.1	18.9
Total	187.1	178.4	8.7	4.9	37.6	497.8	60.4	491.6	12.3

\*Working gas in storage including LNG, Canadian operators of storage and Canadian companies contracting storage in the U.S.

Survey does not include 25 bcf of storage at the Alberta Hub.

**U.S. Estimated Working Gas in Storage, Week Ending April 24, 1998**

	This Week	Last Week	Difference	Percent	Last Year	Difference	Percent	Survey	Full Storage
	Bcf	Bcf	Bcf	Full	Bcf	Bcf	Full	Size (%)	Bcf
Producing Region (1)	429	410	19	46.6	311	118	33.8	72	920
Consuming Region East(2)	601	568	33	33.6	364	237	20.4	95	1788
Consuming Region West(3)	169	157	12	35.1	179	-10	37.1	73	482
Total U.S.	1199	1135	64	37.6	854	345	26.8	85	3190

Source: American Gas Association.

(1) Includes Texas, Oklahoma, Kansas, New Mexico, Louisiana, Arkansas, Mississippi.

(2) All states east of the Mississippi River except Mississippi, plus Iowa, Nebraska and Missouri.

(3) All states west of the Mississippi River except the Producing Region and Iowa, Nebraska and Missouri.

## Futures and Cash Market Commentary

NYMEX Jun Henry Hub natural moved sideways within Thursday's trading range, settling down 1.9c at \$2.202 as participants took a breather from this week's sharp losses.

On Thursday, bearish storage data and a lack of seasonal demand knocked Jun gas as low as \$2.152, its lowest level since the Jan 29 low of \$2.145. But today the contract ranged between \$2.240 and \$2.160 in uneventful trading.

Jun gas still has key support just above the \$2.140 neighborhood, with a break of that area seen sending the contract back down toward about \$2.000. Resistance is around \$2.250, which had been a significant area of support until Thursday's breakdown.

"The fact that it held the \$2.150-2.160 area might be kind of supportive," a broker said. "It held there a couple of times yesterday; it held there a couple of times today."

US cash prices extended their fall on the decline in NYMEX Jun futures during thin trading activity, traders said. US Gulf prices fell 1-6c to \$2.01-2.17, with Midcontinent levels dropping 4-8c to \$2.01-2.08, sources said.

After Henry Hub cash initially started above Thursday's highs at \$2.23, swing prices crashed on a rapid drop in the NYMEX nearby month, trading as low as \$2.07. Cash prices at other US Gulf points traded down in line with the drop in the NYMEX screen, with buyers coming in late to edge prices up from the day's lows, traders said.

Cash prices fell as much as 20-25c at a number of delivery points in the Western states on limited demand, surplus supplies and the drop in the NYMEX nearby month, traders said.

"A lot of marketers are long going into May," a trader said, with the cooler weather pressuring demand.

## U.S. Spot Gas Prices

U.S. Natural Gas Spot Prices & Differentials - May 1, 1998		
	May Cash	NYMEX Differential*
Delivered to pipeline, US\$/MMBtu		
<i>South Louisiana</i>		
ANR Southeast	2.03 - 2.08	-0.17 / -0.12
Columbia Gulf	2.04 - 2.10	-0.16 / -0.10
Henry Hub	2.07 - 2.17	-0.13 / -0.03
Tenn Zone 1	2.03 - 2.08	-0.17 / -0.12
Transco 65	2.10 - 2.15	-0.10 / -0.05
Trunkline	2.01 - 2.02	-0.19 / -0.18
Tetco E. LA	2.04 - 2.10	-0.16 / -0.10
Texas Gas	2.05 - 2.10	-0.15 / -0.10
<i>Rockies/California/Appalachia</i>		
Northwest Opal	1.78 - 1.86	-0.42 / -0.34
El Paso Permian	1.82 - 1.92	-0.38 / -0.28
Kern River	1.78 - 1.86	-0.42 / -0.34
CNG	2.29 - 2.30	0.09 / 0.10
PGT Malin	1.80 - 1.87	-0.40 / -0.33
El Paso San Juan	1.68 - 1.85	-0.52 / -0.35
Topock	2.06 - 2.13	-0.14 / -0.07
Northwest Sumas	1.55 - 1.60	-0.65 / -0.60
<i>Midcontinent</i>		
Northern Ventura	2.01 - 2.06	-0.19 / -0.14
ANR Southwest	2.02 - 2.08	-0.18 / -0.12
Chicago Citygate	2.20 - 2.28	0.00 / 0.08
Panhandle	2.02 - 2.08	-0.18 / -0.12
NGPL Midwest A	2.05 - 2.08	-0.15 / -0.12
NGPL Midcont	2.01 - 2.08	-0.19 / -0.12
Nymex Settlement	2.202	

\* Difference between cash and NYMEX prompt month in \$/MMBtu.  
Source: Knight-Ridder Financial, New York, (212) 504-7706.

"Fundamentals are just driving it down," he said.

A high line pack on Pacific Gas and Electric Co.'s system forced it to issue a penalty notice for Saturday, and alert customers that the notice may be extended through Sunday.

Cooler readings are seen in the western US early next week, with temperatures in the eastern third of the country cooling late next week, according to Bridge Global Weather Services.

Traders continue to speculate if cash prices have found their bottom. Mild weather, surplus supplies, and a technically bearish futures contract have converged to pressure the cash market, with the only positive talk asking the question how much farther can cash prices fall? After today's sharp drop, which caught a number of marketers by surprise, traders were a little hesitant to commit.

"We'll see what next week brings us," a trader said.

## Canadian Natural Gas Derivative Prices

May 1, 1998

	Fixed Floating Swap Price C\$/GJ				NYMEX Differential US\$/MMBtu			
	AECO		Empress		AECO		Empress	
	Bid	Offer	Bid	Offer	Bid	Offer	Bid	Offer
June	1.900	1.950	2.070	2.150	-0.81	-0.77	-0.69	-0.62
Jun/98-Oct/98	1.830	1.870	2.000	2.060	-0.94	-0.90	-0.80	-0.76
Nov/98-Mar/99	2.500	2.550	2.690	2.760	-0.70	-0.64	-0.53	-0.49
Apr/99-Oct/99	2.200	2.250	2.330	2.410	-0.66	-0.59	-0.54	-0.48
Nov/98-Oct/99	2.330	2.360	2.470	2.520	-0.65	-0.62	-0.54	-0.50
Nov/99-Oct/00	2.260	2.300	2.400	2.460	-0.63	-0.60	-0.53	-0.48

Prices are for indication purposes only.  
For more information, please contact:  
Enron Capital & Trade Resources - John Lavorato (403) 974-6758  
T.D. Securities - Doug Jones 1-888-983-9836

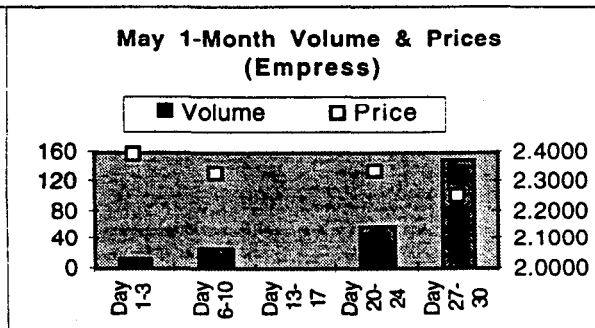
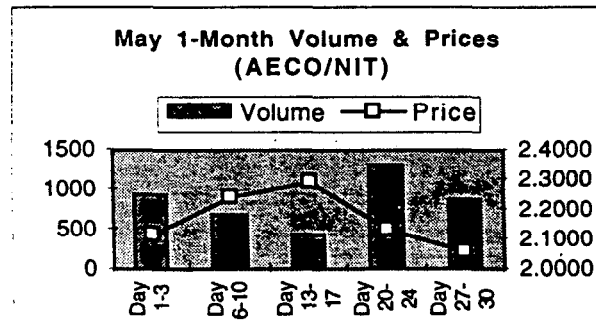
Source: Canadian Enerdata survey

Daily Spot Gas Price at Empress						
Month	Volume (MMcf)	Number of Transactions	Price (\$/GJ)			Avg. Price US\$/MMBtu
			Low	High	Avg.*	
April 1998						
1	34.8	8	2.26	2.30	2.2752	1.6931
2	40.5	6	2.49	2.49	2.4883	1.8493
3	28.4	3	2.54	2.59	2.5527	1.8947
Weekend#	18.6	4	2.55	2.59	2.5612	1.9010
4	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
5	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
6	15.4	2	2.55	2.56	2.5545	1.8993
7	10.4	3	2.50	2.56	2.5231	1.8708
8	12.0	3	2.50	2.54	2.5167	1.8632
9	5.0	2	2.52	2.52	2.5200	1.8651
10	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
Weekend#	14.1	2	2.55	2.63	2.5620	1.8962
11	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
12	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
13	27.5	3	2.60	2.61	2.6068	1.9197
14	26.2	5	2.47	2.50	2.4883	1.8290
15	22.0	3	2.49	2.51	2.5000	1.8318
16	20.0	3	2.51	2.54	2.5237	1.8524
17	23.0	3	2.55	2.58	2.5620	1.8899
Weekend#	21.0	4	2.54	2.55	2.5448	1.8773
18	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
19	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
20	19.4	3	2.49	2.50	2.4918	1.8403
21	11.8	4	2.48	2.49	2.4825	1.8298
22	13.4	5	2.40	2.42	2.4069	1.7720
23	9.0	3	2.26	2.28	2.2756	1.6729
24	14.2	3	2.17	2.17	2.1700	1.5944
Weekend#	10.0	3	2.16	2.17	2.1680	1.5929
25	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
26	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
27	18.0	2	2.17	2.35	2.2410	1.6428
28	19.4	4	2.20	2.23	2.2190	1.6267
29	18.0	4	2.24	2.27	2.2530	1.6528
30	12.0	2	2.28	2.28	2.2800	1.6812
<b>Tot./Wtd. Avg.**</b>	<b>464.0</b>	<b>87.0</b>	<b>2.16</b>	<b>2.63</b>	<b>2.4423</b>	<b>1.8030</b>
<b>Arithmetic Avg.**</b>					<b>2.4307</b>	<b>1.7935</b>
<b>Tot./Wtd. Avg.^</b>	<b>400.3</b>	<b>74.0</b>	<b>2.17</b>	<b>2.61</b>	<b>2.4341</b>	<b>1.7965</b>
<b>Arithmetic Avg.^</b>					<b>2.4253</b>	<b>1.7891</b>
<b>Tot./Wtd. Avg.^A</b>	<b>464.0</b>	<b>87.0</b>	<b>2.16</b>	<b>2.63</b>	<b>2.4423</b>	<b>1.8030</b>
<b>Arithmetic Avg.^A</b>					<b>2.4307</b>	<b>1.7935</b>

Daily Spot Gas Price at Station 2, B.C.						
Month	Volume (MMcf)	Number of Transactions	Price (\$/GJ)			Avg. Price US\$/MMBtu
			Low	High	Avg.*	
April 1998						
1	102.4	15	2.03	2.05	2.0383	1.5167
2	66.5	11	2.15	2.22	2.1664	1.6100
3	5.0	1	2.30	2.30	2.2950	1.7034
Weekend#	45.5	7	2.30	2.35	2.3261	1.7265
4	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
5	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
6	50.5	9	2.18	2.20	2.1969	1.6334
7	69.5	12	2.19	2.21	2.2044	1.6346
8	74.0	11	2.30	2.34	2.3322	1.7266
9	6.0	2	2.35	2.35	2.3500	1.7393
10	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
Weekend#	61.6	8	2.40	2.42	2.4073	1.7817
11	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
12	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
13	41.0	8	2.30	2.37	2.3360	1.7203
14	65.5	13	2.29	2.35	2.3192	1.7048
15	61.0	10	2.35	2.38	2.3676	1.7348
16	45.0	8	2.45	2.49	2.4658	1.8099
17	21.4	5	2.40	2.44	2.4121	1.7794
Weekend#	50.2	8	2.35	2.40	2.3921	1.7646
18	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
19	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
20	120.5	18	2.34	2.36	2.3515	1.7366
21	90.3	18	2.30	2.33	2.3110	1.7033
22	86.9	16	2.26	2.30	2.2765	1.6760
23	45.6	9	2.07	2.10	2.0899	1.5364
24	29.0	4	2.02	2.03	2.0223	1.4859
Weekend#	64.2	15	2.02	2.04	2.0242	1.4872
25	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
26	0.0	0	0.00	0.00	0.0000	0.0000
27	61.0	12	2.03	2.04	2.0321	1.4896
28	51.0	12	2.04	2.07	2.0489	1.5020
29	39.5	8	2.08	2.09	2.0866	1.5307
30	26.5	5	2.04	2.07	2.0472	1.5095
<b>Tot./Wtd. Avg.**</b>	<b>1379.6</b>	<b>245.0</b>	<b>2.02</b>	<b>2.49</b>	<b>2.2346</b>	<b>1.6490</b>
<b>Arithmetic Avg.**</b>					<b>2.2360</b>	<b>1.6497</b>
<b>Tot./Wtd. Avg.^</b>	<b>1158.1</b>	<b>207.0</b>	<b>2.02</b>	<b>2.49</b>	<b>2.2267</b>	<b>1.6428</b>
<b>Arithmetic Avg.^</b>					<b>2.2262</b>	<b>1.6421</b>
<b>Tot./Wtd. Avg.^A</b>	<b>1379.6</b>	<b>245.0</b>	<b>2.02</b>	<b>2.49</b>	<b>2.2346</b>	<b>1.6490</b>
<b>Arithmetic Avg.^A</b>					<b>2.2360</b>	<b>1.6497</b>

\* Weighted average price. #Deals done on Friday for the Weekend. \*\* Includes Weekend deals. ^ Excludes Weekend deals.  
 ^^ Includes Weekend deals and excludes Saturday, Sunday and statutory holiday Friday or Monday deals.  
 Note: Weekend deals include statutory holiday Fridays and Mondays.  
 Source: Canadian Enerdata survey. Exchange rate from Bank of Canada (noon day rate).

\* Weighted average price. #Deals done on Friday for the Weekend. \*\* Includes Weekend deals. ^ Excludes Weekend deals.  
 ^^ Includes Weekend deals and excludes Saturday, Sunday and statutory holiday Friday or Monday deals.  
 Note: Weekend deals include statutory holiday Fridays and Mondays.  
 Source: Canadian Enerdata survey. Exchange rate from Bank of Canada (noon day rate).



May AECO/NIT Survey			May Empress Survey		
Date	Volume (MMcf/d)	Avg. Price (C\$/GJ)	Date	Volume (MMcf/d)	Avg. Price (C\$/GJ)
Day 1-3	940	2.1188	Day 1-3	13	2.3900
Day 6-10	678	2.2379	Day 6-10	26	2.3236
Day 13-17	450	2.2902	Day 13-17	0	0.0000
Day 20-24	1302	2.1349	Day 20-24	57	2.3308
Day 27-30	875	2.0596	Day 27-30	148	2.2454
<b>Month</b>	<b>4245</b>	<b>2.1487</b>	<b>Month</b>	<b>245</b>	<b>2.2814</b>

CANADIAN NATURAL GAS SALES						
Million Cubic Feet	Current		Percent Change	Year-to -Date		Percent Change
	1998	Month 1997		1998	1997	
<b>TOTAL SALES<sup>^</sup></b>	566819.8	565149.5	0.3	566819.8	565149.5	0.3
<b>EXPORT SALES<sup>^</sup></b>	273179.6	264912.4	3.1	273179.6	264912.4	3.1
<b>TOTAL DOMESTIC SALES<sup>^</sup></b>	293640.1	300237.1	-2.2	293640.1	300237.1	-2.2
<b>QUEBEC</b>						
Residential	3773.9	4144.2	-8.9	8202.3	8542.6	-4.0
Commercial	8171.1	8856.8	-7.7	18062.2	18461.9	-2.2
Total Industrial	10303.3	10526.5	-2.1	22272.0	22415.5	-0.6
Distributor Sales	9947.1	10395.9	-4.3	21499.0	22115.5	-2.8
Direct Sales*	356.2	130.6	172.7	773.0	300.1	157.6
Total	22248.4	23527.5	-5.4	48536.5	49420.0	-1.8
<i>Current Degree Days**</i>	611	725	-15.7	1397.0	1607.0	-13.1
<b>ONTARIO</b>						
Residential	35570.4	45537.0	-21.9	75496.5	95338.2	-20.8
Commercial	15915.0	25698.4	-38.1	35755.1	53140.6	-32.7
Total Industrial	49379.7	43719.1	12.9	102540.7	90491.6	13.3
Distributor Sales	10566.2	20756.4	-49.1	22473.1	42031.7	-46.5
Direct Sales*	38813.5	22962.7	69.0	80067.7	48459.8	65.2
Total	100865.0	114954.5	-12.3	213792.3	238970.4	-10.5
<i>Current Degree Days**</i>	512	593	-13.7	1137.0	1350.0	-15.8
<b>MANITOBA</b>						
Residential	2479.1	3325.3	-25.4	6634.4	8108.4	-18.2
Commercial	3131.3	3844.2	-18.5	7602.2	8803.8	-13.6
Total Industrial	1344.4	1179.0	14.0	2799.4	2682.8	4.3
Distributor Sales	495.4	529.5	-6.4	1055.0	1097.8	-3.9
Direct Sales*	849.0	649.5	30.7	1744.3	1585.0	10.1
Total	6954.8	8348.5	-16.7	17036.0	19595.0	-13.1
<i>Current Degree Days**</i>	633	885	-28.5	1643.0	2062.0	-20.3
<b>SASKATCHEWAN</b>						
Residential	3758.5	4857.3	-22.6	9806.6	11737.3	-16.4
Commercial	2708.6	3519.4	-23.0	7198.8	8556.7	-15.9
Total Industrial	9128.4	9026.2	1.1	20608.4	18966.7	8.7
Distributor Sales	67.2	63.5	5.8	123.5	113.0	9.3
Direct Sales*	9061.2	8962.7	1.1	20484.9	18853.7	8.7
Total	15595.5	17402.9	-10.4	37613.8	39260.7	-4.2
<i>Current Degree Days**</i>	653	810	-19.4	1758.0	1987.0	-11.5
<b>ALBERTA</b>						
Residential	15072.7	15825.0	-4.8	40075.5	39645.4	1.1
Commercial	9020.8	9555.7	-5.6	23353.8	23280.4	0.3
Industrial	41531.0	39966.7	3.9	91623.5	86400.3	6.0
Total	65624.5	65347.4	0.4	155052.8	149326.1	3.8
<i>Current Degree Days**</i>	625	655	-4.6	1678.0	1611.0	4.2
<b>BRITISH COLUMBIA</b>						
Residential	8295.7	9287.4	-10.7	19607.9	20929.4	-6.3
Commercial	5630.5	7105.9	-20.8	12872.3	16050.9	-19.8
Total Industrial	10710.5	11557.2	-7.3	25053.4	24215.8	3.5
Distributor Sales	2245.3	2227.4	0.8	5512.1	4730.2	16.5
Direct Sales*	8465.3	9329.8	-9.3	19541.3	19485.6	0.3
Total	24636.7	27950.5	-11.9	57533.6	61196.1	-6.0
<i>Current Degree Days**</i>	305	365	-16.4	725.0	802.0	-9.6
<b>CANADA</b>						
Residential	68950.3	82976.2	-16.9	159823.1	184301.3	-13.3
Commercial	44577.3	58580.4	-23.9	104844.5	128294.3	-18.3
Total Industrial	122397.4	115974.6	5.5	264897.5	245172.6	8.0
Distributor Sales	64852.2	73939.4	-12.3	142286.3	156488.4	-9.1
Direct Sales*	57545.1	42035.2	36.9	122611.2	88684.2	38.3
Total	235924.9	257531.2	-8.4	529565.0	557768.2	-5.1
<i>Current Degree Days**</i>	3339	4033	-17.2	8338.0	9419.0	-11.5

Source: Statistics Canada

\*The direct sales totals do not include buy/sell volumes. Also, some provincial direct sales are not reported due to confidentiality constraints. Finally, the majority of Alberta industrial sales are technically direct sales. For these reasons, the direct sales totals are understated.

<sup>^</sup> Totals are for January 1998, Year-to-Date totals are for Jan.-Jan. 1998.

\*\* A unit measuring the extent to which the outdoor mean temperature falls below 18 degrees celsius. One degree day is counted for each degree below 18 degrees for each calendar day. A higher value indicates a colder month and a lower value a warmer month.

...continued from p. 5

information systems, according to a new study by energy consultants Benjamin Schlesinger and Associates, Inc. (BSA).

It will take billions of dollars and new technology uses — literally some new inventions — to allow households and other small customers to reap the benefits of natural gas and electricity market competition," said James Pavle, senior consultant at BSA. BSA's study was performed under contract with the Gas Research Institute (GRI) in Chicago, IL.

Some of the new technologies to enable energy competition BSA found being developed include a "laundry list" of inventions and new applications, according to Pavle, for example:

- Advanced "energy" meters that "phone in" combined gas and electricity usage in homes
- Computer software to keep track of gas and electricity supplied by hundreds of competitors
- Internet-based ordering, billing, payment and balancing
- Electric compressors on gaslines that facilitate market-based substitution of gas and electricity and inter-commodity exchanges.
- Protocols and software to integrate trading of natural gas and electricity supplies with existing and new futures contracts and other risk management tools

"Energy industries must expand their traditional 'supply-demand' dominated research agenda out of necessity," said Pavle, "and great deal of the new research and development on advanced trading and metering systems is taking place outside of the traditional utility industries."

BSA specializes in economic and strategic analysis of natural gas and electric power companies, energy policy analysis, fuel due diligence for power plants and industries, contract negotiation, and energy market research.

## Natural Gas News

### Crossroads gets bids for 800 MMcf/d of natural gas for project

Crossroads Pipeline Co. said it received bids for approximately 800 million cubic feet per day of natural gas firm transportation service from Chicago markets eastbound to interconnections on CNG Transmission Corp., including Leidy, Pa., and East Ohio Gas Co.'s systems in response to its Mar 2 to Apr 20 open season.

The proposed project, which is in conjunction with CNG and East Ohio Gas, can initially support up to 150 MMcf/d of firm transportation. Service could begin as early as 1999 depending on market response and federal regulatory approval.

### US FERC eliminates gas surcharge, OKs voluntary GRI funding

The Federal Energy Regulatory Commission has approved a settlement that will eliminate a surcharge assessed on interstate natural gas sales, and make funding for research and development by Chicago-based Gas Research Institute voluntary after

December 2004.

Currently, a surcharge is assessed on all interstate natural gas sales for use by GRI. Interstate pipeline companies assessed the surcharge may recover a portion of these costs with FERC approval. GRI funding will not be subject to FERC oversight after 2004.

The settlement provides for funding to continue for core and non-core R&D projects until 2000, with the GRI budget only able to include core projects for 2001 to 2004. FERC placed a budget cap of \$70 million for 2001, with caps of \$60 million set for the remaining period.

GRI is a non-profit organization that manages cooperative R&D programs for the natural gas industry.

### February natural gas production -1.6% on year; exports +5.3%

Canadian natural gas production in February fell 1.6% from February 1997, according to Statistics Canada. The latest report cited a 7.8% drop in Canadian sales—the fourth consecutive monthly decline—that was largely due to this year's milder-than-normal winter.

But exports, which account for 56% of total production, rose 5.3% in February, said Statistics Canada. Jan-Feb exports of natural gas were up 5.0% over the same period in 1997, the report said.

	Feb 1997 millions of cubic meters	Feb 1998	Feb97-F98 % change
Natural gas (1)			
Marketable prodn	12,537.1	12,333.1	-1.6
Exports	6,565.2	6,910.8	5.3
Canadian sales (2)	7,260.7	6,694.0	-7.8
	Jan-Feb 97	Jan-Feb 98	% change
Natural gas (1)			
Marketable prodn	26,770.2	26,972.7	0.8
Exports	14,010.9	14,716.2	5.0
Canadian sales (2)	15,930.7	14,987.4	-5.9

(1) Disposition may differ from production due to inventory change, usage as pipeline fuel, pipeline losses, line-pack fluctuations, etc.

(2) Includes direct sales.

### Westcoast holding open season in B.C. for natural gas

Westcoast Energy Inc.'s Pipeline Division announced an open season to gauge market interest in firm service natural gas capacity at Zone 3 and Zone 4 on its mainline system. Zone 3 extends from the Fort Nelson area to Station 2 near Chetwynd, British Columbia, with Zone 4 running from Station 2 to the Canada/US border at Huntingdon, located south of Chilliwack.

Firm service for Zone 3 would begin on May 1, 1999 and/or Nov 1, 1999, with firm service on Zone 4 beginning Nov 1, 1999.

The open season follows the decision by Westcoast to increase capacity at Zone 3 by 60 million cubic feet of gas per day beginning Nov 1, 1998 because of greater market demand.



# direct energy marketing limited

May 5, 1998

VIA FAX (514) 435-0799

**Gestion D'energie Darche Inc.**  
 938 Carre Valois  
 Ste-Therese, PQ  
 J7E 2P6

Attention: Mr. Pierre Darche  
 President

Dear Mr. Darche:

**Re: Gas Supply Price Indications**

In reply to the Gestion D'energie Darche Inc. ("Darche") request, Direct Energy Marketing Limited ("Direct Energy") is pleased to provide the following information to Darche:

<b><u>Daily:</u></b>	May 5, 1998
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.23/GJ
<b><u>Winter:</u></b>	November 1, 1998 to April 1, 1999
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.76/GJ
<b><u>June - 1 Yr:</u></b>	June 1, 1998 to June 1, 1999
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.422/GJ
<b><u>November '98 - 1 Yr:</u></b>	November 1, 1998 to November 1, 1999
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.52/GJ
<b><u>November '99 - 1 Yr:</u></b>	November 1, 1999 to November 1, 2000
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.41/GJ
<b><u>November 2000- 1 Yr:</u></b>	November 1, 2000 to November 1, 2001
<b>Delivery Point:</b>	Empress, Alberta
<b>Price:</b>	Cdn \$2.47/GJ

Please note that the above prices are indications only and prices must be reconfirmed at the time of acceptance due to market volatility. Please call me at (905) 339-3034 to discuss.

Sincerely,

*Darryl M. Parent*  
 Darryl M. Parent  
 Director, Eastern Trading  
 DMP/dg

FILE #PROPOSAL/SPOT/DARCHE.DOC

CALGARY  
 OAKVILLE  
 EDMONTON

Suite 1000, 111 - 5 Avenue S.W., Calgary, Alberta T2P 3Y6 (403) 266-6393 Telecopier (403) 266-6684

Suite 401, 277 Lakeshore Road East, Oakville, Ontario L6J 1H9 (905) 339-3365 Telecopier (905) 339-3300

Suite 1110, 10104 - 103 Avenue, Edmonton, Alberta T5J 0H8 (403) 428-0926 Telecopier (403) 425-8019