

*Ce rapport fut un premier survol de la situation
et des perspectives pour le Québec en 1980.*

www.promci.qc.ca/1982QcTransbordementGaz.doc

**2020 – QUÉBEC 40 ans déjà,
et le dossier du gaz naturel est toujours d’actualité.**

Le commerce du gaz naturel comprend, outre la production :
La réception, la liquéfaction, la vaporisation, l’achat, la revente,
l’expédition, le transbordement local et étranger,
la transformation chimique et/ou son utilisation énergétique.

Le Fleuve Saint-Laurent
offre des abris maritimes convoités,
ce qui place le Québec dans une situation privilégiée
pour le transbordement et l’acheminement
de ressources énergétiques.

GILLES SAINT-HILAIRE, Ph.D.

Physicien

CONSEILLER AUTONOME EN ÉNERGIE

2020 – Provenant des archives de

Gilles Saint-Hilaire

Gilles@Saint-Hilaire.com

ÉTUDE PRÉLIMINAIRE

Projet de liquéfaction et d'exportation
de gaz naturel albertain depuis le Québec

(Premier élément d'un centre de commutation
gazier international au Québec)

Novembre 1982

Étude réalisée par

Gilles Saint-Hilaire, Ph.D.

pour

La Société québécoise d'initiatives pétrolières

(SOQUIP)

REMERCIEMENTS

L'auteur remercie monsieur Jean A. Guérin, Vice-président à la planification, monsieur Michel Cao, directeur de l'Analyse économique, et monsieur Mihran Cicek, économiste. Sans la collaboration de ces derniers, cette étude préliminaire n'aurait pas été aussi élaborée, ni n'aurait pu être complétée dans les délais impartis.

MISE EN GARDE

Cette étude préliminaire ne fait qu'un survol de la problématique. Certaines données ont dû être extrapolées ou estimées approximativement, sans que les auteurs des documents de référence ne soient consultés. Pour cette raison, l'auteur prie les lecteurs de référer aux documents d'origines avant de perpétuer les citations hors du présent contexte.

RÉSUMÉ

Dans le but de déterminer l'intérêt d'un projet de liquéfaction et d'exportation du gaz naturel albertain depuis le Québec, la présente étude fait un survol de la situation gazière en Europe et du marché mondial du GNL. On y analyse et compare chacun des projets de GNL présentement à l'étude au Canada, et on détermine empiriquement les grandes caractéristiques d'un éventuel projet de GNL localisé à Gros Cacouna (GNLQ). Une analyse des coûts de construction et d'opération (sommaire et non itérative) permet d'ébaucher un bilan annuel pro forma pour l'année 1990, et de le comparer à ceux produits pour les projets canadiens à l'étude. Finalement, ce rapport discute de quelques composantes caractéristiques des contrats d'exportation, et donne quelques éléments de stratégie d'organisation et de promotion. Les constatations découlant de cette analyse semblent indiquer que tous les projets de GNL à l'étude au Canada souffrent d'une mince marge de manoeuvre financière, ce qui devrait favoriser les projets de moindres investissements, dont le projet GNLQ. À la lumière de la présente étude, et en supposant un intérêt raisonnable de la part des pays européens, on peut affirmer que le projet est possible sur le plan technique, légal, et à moyen terme sur le plan économique. Toutefois, d'autres critères devront aussi être rencontrés avant la réalisation du projet, tout particulièrement au niveau de la sécurité, de l'environnement et de la vulnérabilité de l'ensemble.

	<u>RÉSUMÉ</u>	<u>TABLE DES MATIÈRES</u>	<u>PAGE</u>
I-	INTRODUCTION		1
II-	OBJECTIF DE L'ÉTUDE		3
III-	L'EST CANADIEN ET LE GAZ NATUREL		4
	- Les sources présentes et futures d'approvisionnement		
	- La demande locale		
	- Les capacités de livraison de TCPL		
	- Les excédents de gaz livrable à l'est du Québec		
IV-	LES DÉBOUCHÉS POUR LE GAZ EXCÉDENTAIRE DE L'EST CANADIEN		12
	- Pétrochimie		
	- Exportation aux É.U.		
	- Exportation au Japon		
	- Exportation en Europe		
	- Le marché mondial du GNL		
V-	LE CENTRE DE COMMUNICATION GAZIER INTERNATIONAL (CCGI)		27
	- Raison d'être (compétition versus intégration)		
	- Description		
	- Localisation		
VI-	LE PROJET D'EXPORTATION DE GNLQ: CONSIDÉRATIONS RÉGLEMENTAIRES ET TECHNIQUES		33
	- Aspects réglementaires		
	- Le promoteur et ses partenaires		
	- Les éléments critiques des contrats d'exportation		
	- Description des composantes du projet GNLQ		
VII-	LE PROJET D'EXPORTATION DE GNLQ: CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES		52
	- Description des projets à l'étude au Canada		
	- Comparaison des coûts de construction		
	- Comparaison des coûts d'opération		
	- Comparaison des états financiers vers 1990		
VIII-	ÉLÉMENTS DE STRATÉGIE		72
IX-	APPRÉCIATION GÉNÉRALE		76
X-	BIBLIOGRAPHIE		79

I- INTRODUCTION

Au Canada, l'année 1982 a été ponctuée par l'abandon de presque la totalité des mégaprojets énergétiques. C'est le ralentissement et la stagnation, pour ne pas dire la décroissance des prix du pétrole, qui ont obligé les promoteurs à réviser leur position. L'affaïssement de la demande a aussi touché durement les perspectives de vente de gaz naturel et, alors que des milliers de puits albertains étaient sans débouché, on parlait d'exploiter les nouvelles réserves de gaz de l'Arctique et de la côte Est canadienne (Île de Sable).

Pendant ce temps, le projet de TQM, le seul grand projet énergétique en cours au Canada, accusait des retards et des hausses de coûts considérables. TQM avait peine à faire progresser son gazoduc pendant que les énoncés de politiques énergétiques tant canadiens que provinciaux passaient au second plan, ombragés par la nouvelle conjoncture économique. Les ontariens et albertains avaient été contraints de contribuer à l'expansion du gaz à l'Est du Canada; cependant, avec les perspectives de l'Île de Sable, les provinces maritimes revisaient leurs plans et commençaient à s'opposer au pipeline venant de l'Ouest.

D'où l'importance pour l'Est canadien du projet pilote de l'ARCTIQUE. Projet consistant à liquéfier du gaz naturel en Arctique, et à le transporter par "méthanier-brise-glace" dans l'Est du Canada, où il aurait été regazéifié et vendu aux américains (par déplacements) aux frontières de la Saskatchewan et de l'Ontario. Là aussi, le marché incertain des E.-U. a forcé les promoteurs à regarder du côté européen, et à reconcevoir le projet sans usine de regazéification à l'Est du Canada.

Entre temps, les producteurs de gaz albertains s'intéressaient au marché du gaz naturel liquéfié du Japon, et trois projets d'exportation étaient concurremment développés: DOME, TRANSPAC, RIM (voir page 52); chaque projet comprenant un gazoduc entre l'Alberta et la Colombie-Britannique, une usine de liquéfaction, et des méthaniers classiques. Il est probable que l'un de ces projets soit effectivement réalisé au cours de la décennie 1980.

À la même époque, il se développe dans l'Est du Canada, un surplus de capacité de livraison du gaz albertain, en partie en raison de la perte du marché des consommateurs des provinces maritimes, qui entendent consommer leur propre gaz.

La côte Ouest du Canada n'a pas de capacité excédentaire de livraison de gaz, et chaque projet de GNL en direction du Japon doit comprendre la construction d'un nouveau gazoduc. Mais, sur la côte Est du Canada, avons-nous un débouché pour le gaz albertain excédentaire qu'on pourrait y livrer?

Ce rapport discute d'une solution possible, dans le contexte de la relance de l'industrie canadienne de l'énergie.

II- OBJECTIF DE L'ÉTUDE

L'objectif de l'étude préliminaire est de faire un survol de la situation actuelle et probable du gaz naturel dans l'Est du Canada, de dégager les caractéristiques du marché de Gaz Naturel Liquéfié (GNL) particulièrement en Europe, et de discuter de la viabilité légale, technique et économique d'une usine de liquéfaction de gaz de l'Ouest située dans l'Est du Canada. Cette discussion expose les conditions de réalisation du projet, sans chercher à trancher définitivement le débat.

En établissant l'ordre de grandeur de la capacité de l'usine, des coûts de construction, des coûts d'opération et de transport, ainsi que des coûts d'approvisionnement en gaz et les revenus probables de vente, les autorités devraient être en bonne position pour apprécier l'intérêt du projet proposé.

De plus, une comparaison élaborée avec les trois projets à l'étude pour l'exploitation de LNG de la Colombie-Britannique vers le Japon permet de situer le présent projet dans un contexte canadien.

III- L'EST CANADIEN ET LE GAZ NATUREL

- Les sources présentes et futures d'approvisionnement:

Bien que présentement seul le gaz naturel albertain soit disponible dans l'Est du Canada, il est probable qu'à la fin de la décennie, nous aurons également accès au gaz de l'Île de Sable et éventuellement à une partie du GNL de l'Arctique. Comme il est de mise de planifier les projets sur une période d'au moins 20 ans, il est

important de prévoir progressivement l'accès à ces trois sources d'approvisionnement en gaz naturel.

- La demande locale

Le réseau de TransCanada Pipelines a amené à la frontière du Québec-Ontario en 1981, environ 112 Bcf, excluant les volumes en transit à l'intention des États-Unis (4,1 Bcf en 1981), lesquelles ne devraient pas progresser sensiblement au cours des dix prochaines années (5,6 Bcf en 1990). La totalité de ces 112 Bcf a été consommée au Québec, dont 92% a été livré sur le réseau de Gaz Métro.

Si l'on admet qu'en 1990, le gaz représentera 18% du bilan énergétique du Québec, cela représentera environ 270 Bcf par an. La consommation des provinces maritimes (si le gazoduc s'y rendait dans les délais prévus) serait alors d'environ 70 Bcf (De récentes révisions à la baisse suggèrent 30 Bcf en 1987 et environ 46 Bcf en 1990). La consommation totale projetée du Québec et des Maritimes en 1990 est donc de 340 Bcf.

- Les capacités de livraison de TCPL

Lorsque le projet TQM fut détaillé vers 1978, TCPL indiquait la nécessité d'effectuer pour environ 600 millions de dollars de travaux entre l'Alberta et la frontière du Québec afin d'accroître la capacité de son réseau, et de prendre en charge l'approvisionnement du réseau de TQM (Québec & Maritimes). Parmi ces travaux, figurait le raccourci de North Bay présentement en construction, qui doit amener le gaz directement de la région de North Bay à Morrisburg, au sud-ouest de Cornwall, Ontario (mise en service - début 1983).

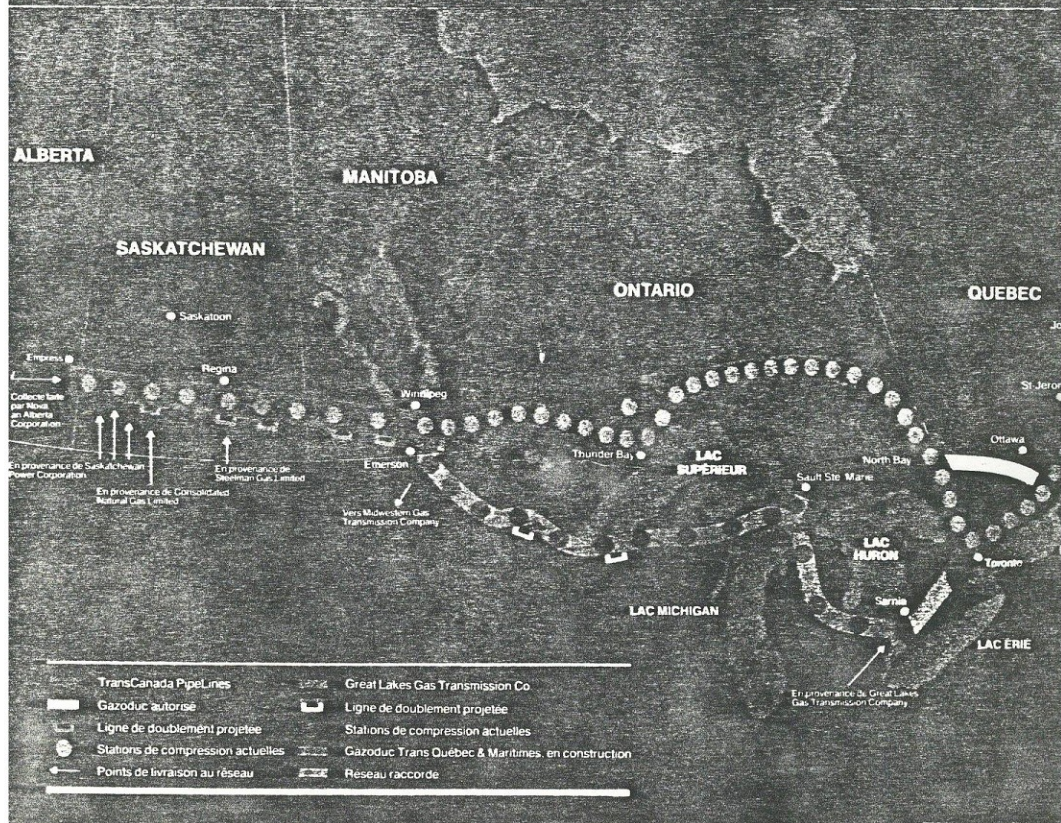
D'ici à ce que ces travaux soient complétés, le facteur d'utilisation de la ligne de TCPL à l'entrée du Québec approche 100%. Cependant, dans le cadre des programmes d'expansion initialement planifiés chez TCPL et TQM, la capacité de livraison totale devrait être supérieure à 400 Bcf en 1986 et à 500 Bcf en 1990, plus les quantités exportables aux É.-U. depuis le Québec (environ 5 Bcf en 1990). Cependant, comme les perspectives de vente de gaz demeurent sombres, une partie de ces travaux seront superflus. Les récents objectifs prévoient un maximum livrable de 360 Bcf en 1986 et de 400 Bcf en 1990.

Concrètement, TCPL prévoit augmenter la capacité de son réseau trans-canadien en construisant 774 km de conduites de grand diamètre, et en ajoutant 118,000 KW de puissance de compression. Déjà en 1979, TCPL a construit une ligne de doublement de 19,5 km sur le tronçon Toronto-Montréal, et une autre l'année suivante de 12,7 km. Présentement, TCPL double l'antenne de St-Mathieu afin de pouvoir desservir les Cantons de l'Est et les Bois-Francs. Le 15 janvier 1982, l'O.N.E. a autorisé TCPL à construire le raccourci North Bay-Morrisburg en longeant l'Outaouais sur 420 km avec un gazoduc de 914 mm (36") de diamètre dont le coût est estimé à 468 millions de dollars. Ces travaux devraient être complétés fin 1982 et constituent le principal investissement destiné à accroître la capacité de livraison vers le Québec. D'autres travaux de doublement seront toutefois requis en Saskatchewan et au Manitoba comme il est indiqué sur la carte ci-jointe (produite par TCPL).

Il est important de noter que si la capacité de base est prévue pour rencontrer les futurs besoins du Québec et des Maritimes, la capacité de pointe elle, sera insuffisante. C'est pourquoi TQM a

Volumes de gaz vendus et transportés, par an
(en milliers de mètres cubes)

Ventes	1981	1980	1979	1978	1977
Saskatchewan Power Corporation	35 560	166 706	444 824	514 967	550 656
Plains-Western Gas (Manitoba) Ltd.	238 243	251 994	260 014	246 252	240 991
Inter-City Gas Corporation	216 440	238 057	250 637	236 324	232 031
Greater Winnipeg Gas	1 332 688	1 413 725	1 508 782	1 470 968	1 288 716
Northern & Central Gas Corporation Limited					
Division de l'Ontario	3 449 209	3 483 152	3 546 983	3 465 416	3 474 161
The Consumers' Gas Company Ltd.	8 247 993	8 025 751	8 151 365	8 821 619	8 847 078
Union Gas Limited	7 141 439	6 407 173	6 840 115	6 826 009	6 607 154
Kingston Public Utilities Commission	24 213	79 813	74 731	69 544	67 236
Gaz Métropolitain inc.	2 622 884	2 330 752	2 220 273	2 127 757	1 895 441
Total pour le Canada	23 369 389	22 397 123	23 297 724	23 778 856	23 203 463
Michigan Wisconsin Pipe Line Company	372 997	383 020	516 986	516 983	516 963
Midwestern Gas Transmission Company	2 868 160	3 713 995	4 273 792	3 297 931	3 325 949
Great Lakes Gas Transmission Company	2 616 861	2 663 417	3 206 072	3 033 437	3 017 627
Inter-City Gas Limited	157 585	169 441	188 078	190 634	205 889
Niagara Gas Transmission Limited	179 699	183 003	186 033	176 516	168 704
Vermont Gas Systems, Inc.	130 001	119 566	128 740	119 644	120 771
Autres exportations			60 174		903 635
Total pour les États-Unis	6 325 303	7 232 442	8 559 875	7 335 145	8 259 558
Volume total vendu	29 694 692	29 629 565	31 857 599	31 114 001	31 463 021
Volume transporté	3 753 127	2 167 927	1 994 348	1 693 994	1 690 258



planifié la construction d'un réservoir de stockage saisonnier souterrain au Nouveau Brunswick. Advenant la construction d'une usine de GNL dans l'Est du Canada, le stockage de GNL pourrait se substituer au stockage souterrain, tout en aidant Gaz Métropolitain et Gaz Inter-Cité à gérer la pointe hivernale de la demande. Cependant, puisque les contrats de vente de gaz sont généralement établis pour des débits constants sur une base horaire, les distributeurs devront maintenir certaines capacités de stockage pour ne pas être pénalisés aux heures creuses, en payant pour des volumes de gaz qu'ils ne peuvent prendre.

Enfin, il importe de faire remarquer que la capacité d'un tronçon de gazoduc dépend de son diamètre et des gradients de pression que l'on y maintient par unité de longueur (proportionnelle au nombre et à la puissance des compresseurs). Bien que la capacité de transport puisse toujours physiquement être augmentée, les coûts deviennent rapidement prohibitifs. À titre d'exemple, la conduite planifiée par TQM entre Québec et Rivière-du-Loup aura un diamètre de 18", une pression moyenne de 60 Atmosphères, et un écoulement à une vitesse moyenne d'environ 20 mi/h. Dans ces conditions, la quantité maximale de gaz transportée sans interruption au cours d'une année est:

$$C_{\max} = \pi \cdot R^2 \cdot v \cdot t \cdot p = (1.77 \text{ pi}^2) \cdot (106,000 \text{ pi/h}) \cdot (8760 \text{ h/an}) \cdot (60 \text{ atm})$$

$$= 100 \text{ Bcf/an}$$

Pour une telle conduite il est sans doute possible d'intervenir sur la pression moyenne ou le nombre de stations de compression, afin d'en augmenter un peu la capacité, dans la mesure où le gaz est facilement disponible à Québec. Il serait plus ambitieux de tenter d'augmenter ainsi la capacité de tout le réseau depuis l'Alberta sans doubler les lignes.

- Les excédents de gaz livrable à l'est de la ville de Québec

Ayant établi les capacités de livraison de TCPL à la frontière Québec-Ontario (excluant les volumes à être exportés aux É.-U.), on peut par différence avec la demande projetée, établir approximativement les quantités de gaz livrable qui seront sans débouché.

Selon des estimés non officiels de TCPL et de TQ&M, la situation pourrait se présenter ainsi :

Année	Maximum livrable	- Québec	=	Maritimes	+	surplus	=	Disponibilité excédentaire
1982:	200	- 193	=	0	+	7	=	7
1986:	360	- * 250	=	30	+	120	=	150
1990:	400	- 270	=	70	+	60	=	130

* valeur interpolée

Ce tableau suppose que TCPL et TQM vont poursuivre leur projet respectif conformément aux planifications établies en 1981. Étant donné une volonté de plus en plus marquée des provinces maritimes d'utiliser leur propre gaz naturel, les quantités de gaz qui leur étaient destinées ont été regroupées avec le surplus pour les fins du présent tableau.

Au chapitre de la construction du réseau de TQM, il est maintenant presque certain que le gazoduc atteindra la ville de Québec (par la rive nord du Saint-Laurent). Toutefois, bien que le certificat Québec de l'O.N.E. permette la traversée du fleuve à l'ouest de Québec et la desserte de Lévis et Lauzon, il est probable que cette

partie du projet soit intégrée dans la pratique à la partie "Maritimes" du projet. D'autre part, comme le certificat "Maritimes" exige que toute l'ingénierie du réseau maritime soit produite avant le début de la construction (soit plus de deux ans d'effort et 50 millions de dollars), il y a lieu de s'interroger sur l'avenir du tronçon Québec-Rivière-du-Loup? (du moins selon l'échéancier prévu).

Finalement, comme il apparaît plausible que le réseau transcanadien soit sous-utilisé dans la décennie 1980 et peut-être 1990, plusieurs intervenants pourraient avoir intérêt à participer à la réalisation d'un projet d'exportation qui permettrait d'accroître le facteur d'utilisation de ce réseau.

IV- LES DÉBOUCHÉS POUR LE GAZ EXCÉDENTAIRE DE L'EST CANADIEN

- Pétrochimie

Les promoteurs du port méthanier de Canso en Nouvelle-Écosse ont lancé une importante étude pour explorer la possibilité de réaliser

un complexe pétrochimique international. Ce projet a tout intérêt à être situé près du puits de production et de faire usage de tous les volatiles présents dans le gaz brut. Cette alternative est naturelle aux provinces productrices.

- Exportation aux É.-U.

Le Canada exporte environ 4% des besoins en gaz des É.-U. Les nombreux forages en cours et la stagnation de la demande font en sorte que les prix sont bas aux É.-U. et que l'exportation ne redeviendra attrayante que vers la fin de la décennie, alors que les stocks et les champs en production ne suffiront plus à la demande. C'est donc une voie pour l'avenir, peu attrayante à court terme.

- Exportation au Japon

Le marché du Japon (via le GNL) est le plus rémunérateur. Historiquement, le Japon a souvent payé une prime de diversification. De plus, le Japon est une île hors d'atteinte par gazoduc, ce qui

affermit la nécessité du GNL. Finalement le marché du Japon est solide parce que le gaz est consommé domestiquement ainsi que pour la production d'énergie électrique (... donc peu touché par les substitutions). Cependant, pour des raisons d'économie de transport, il est bien évident que ce marché n'est pas accessible depuis la côte Est du Canada.

- Exportation en Europe (voir Tableau I, page 15)

Le marché du gaz en Europe (8 300 Bcf en 1979; 17% de l'énergie totale) est plus difficile à décrire que les marchés américains ou japonais. La Hollande est le grand producteur, et satisfait à elle seule en 1979 environ 39% des besoins en gaz de l'Europe (3 200 Bcf). Le Royaume-Uni produit 18% de la production européenne, mais doit importer plus de 4% de la production européenne pour satisfaire ses besoins. L'Allemagne de l'Ouest produit 9%, mais consomme 26% de la production européenne. Quant à la France, elle consomme 970 Bcf, soit moins de 12% de l'Europe, alors qu'elle y produit 4% du gaz. En 1979, le déficit en gaz naturel de l'Europe

WESTERN EUROPE: NATURAL GAS SUPPLY IN 1979
 Million tonnes coal equivalent

	W. Germany	UK	Netherlands	Italy	France	Belgium	Austria	Spain	Switzerland	Finland	Total 258a)
% of which from:											
W. Germany	67	57	48	33	30	13	6	2	1	1	9
UK	34	81	-	-	-	-	-	-	36	-	18
Netherlands	38	-	94	22	42	82	-	-	55	-	39
Italy	-	-	-	47	-	-	-	-	-	-	6
France	-	-	-	-	31	-	-	-	-	-	4
Austria	-	-	-	-	-	-	45	-	-	-	1
Norway	12	18	6	-	8	18	-	-	-	-	10
USSR	16	-	-	23	7	-	55	-	9	100	10
Algeria	-	1	-	-	12	-	-	35	-	-	2
Libya	-	-	-	8	-	-	-	65	-	-	1
	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100

Natural gas as

% of total energy
consumption

16

18

48

16

12

18

16

2

4

5

16^{1/2}b)

a) 237 billion cubic metres; b) as % of the combined consumption of countries included in the table.

Source: Ruhrgas (except the estimated figures for Finland).

518

Petroleum Economist December 1980

Tableau I - La situation du gaz naturel en Europe.

s'élevait à environ 1 000 Bcf, soit 13% de la consommation. Ce déficit était comblé à 75% par l'URSS, 16% par l'Algérie (160 Bcf) et 9% par la Libye (90 Bcf). Quant à la part du gaz dans les bilans énergétiques des divers pays, elle va de 2% en Espagne à 48% en Hollande (16% en Allemagne et en Italie, 18% en Belgique et au R.-U., 12% en France). Ces données ont peu changé depuis 1979.

Tous ces pays sont reliés par un réseau élaboré de près de 500 000 km dont plusieurs axes ont des diamètres supérieurs à 1 mètre, et plusieurs autres projets sont en cours, y compris un raccord avec l'Afrique du Nord.

Avec un tel réseau, et produisant en 1980 environ 87% de ses besoins en gaz, l'Europe n'est pas dans une position critique. Toutefois, à ce rythme, les réserves de la Mer du Nord vont s'épuiser d'ici 30 à 40 ans, et c'est pourquoi la prospection se poursuit à bon train. L'Europe consomme présentement 14% du gaz naturel mondial, alors que ses réserves ne sont que de 5%.

Déjà, le gaz de l'URSS franchit 5 000 km avant d'atteindre la Tchécoslovaquie et l'Europe de l'Ouest. Mais d'autres projets de pipeline depuis l'Iran et l'Algérie pourraient être envisagés.

Bien que l'importation du GNL se soit bien développée depuis 15 ans, il apparaît de plus en plus difficile d'en dégager les perspectives. À l'est de l'Europe, les réserves sont abondantes en Sibérie et au Moyen Orient; à l'est cependant, les réserves sous marines risquent de s'épuiser plus rapidement, et ainsi justifier à moyen et long terme la viabilité du GNL. D'autre part, l'Europe semble sensibilisée aux problèmes de l'environnement et de la sécurité. L'encombrement des ports en navires et usines pétrochimiques de toutes sortes laisse peu de place aux dégagements sécuritaires requis par les usines de GNL. Déjà, l'usine du Havre est littéralement en milieu urbain.

Bien que l'Europe privilégiera probablement le transport par gazoduc, même depuis l'Afrique (Algérie, Nigéria, Cameroun?) et le Moyen-Orient, il est peu probable que ces pays ferment complètement

la porte au transport de LNG par méthanier. Cependant, plusieurs analystes s'attendent à une saturation des exportations de LNG dans les prochaines années, et peut-être que la vulnérabilité au sabotage de ces monstres de la mer y est pour quelque chose?

Quoi qu'on pense, la technologie du GNL sera impérativement soutenue par le marché du Japon, et l'Europe y restera attentive. Dans ce contexte, il ne fait pas de doute que les pays européens de la côte Atlantique, plus particulièrement la France et l'Espagne, demeureront de sérieux clients potentiels pour le LNG Canadien au cours des 2 prochaines décennies, surtout qu'ils affichent leur intention d'accroître la part du gaz (la France, de 12 à 15% en 1985).

Quant aux prix, il est bien évident que la centaine de Bcf de LNG Canadien (comparée au 400 Bcf que la France compte déjà acheter en 1983) nous donnera peu de pouvoir international de négociation, mais nous devrions pouvoir obtenir presque la parité avec les contrats algériens (voir section suivante). Il est à remarquer toute-

fois que ces volumes pourraient avoir un impact relatif sur le marché gazier de la côte atlantique de l'Europe.

- Le marché mondial du GNL

Après quinze ans de croissance ininterrompue, le volume des exportations mondiales de LNG a atteint un maximum de 25 millions de tonnes (1 320 Bcf) en 1979, pour fléchir à 22 millions de tonnes en 1981. Cette situation reflète essentiellement une guerre des prix du gaz naturel en général, et plus particulièrement du GNL. Pendant ces trois dernières années, les producteurs de GNL ont été surpris de constater que leurs clients (aussi bien européens) pouvaient très bien résister aux augmentations de prix. Mécontente des prix offerts pour son GNL en vertu de contrats signés vers 1976, la Société nationale algérienne a discontinué sans scrupule en mai 1980 les livraisons de GNL à destination des États-Unis (El Paso- Panhandle) et de la France. Ces derniers se sont alors simplement tournés vers d'autres sources, mettant temporairement au rancart de coûteuses infrastructures GNL. La compagnie américaine

El Paso a même offert en vente à bas prix ses trois méthaniers. Finalement, ce n'est qu'à l'été 1982 qu'ont repris les livraisons algériennes de GNL à destination de ces deux pays, rétablissant ainsi un certain calme sur le marché du GNL. Le tableau II de la page suivante expose l'évolution du marché mondial jusqu'en 1980.

Bien que les experts ne prévoient pas d'importantes augmentations du marché du GNL en Europe, tous semblent d'avis que le marché japonais restera ferme et en progression au cours de la prochaine décennie (en 1980, importation d'Abu Dhabi: 102 Bcf; de Brunei: 293 Bcf; d'Indonésie: 450 Bcf; et des É.-U.: 45 Bcf; soit un total de 900 Bcf de GNL ou 58% du marché mondial).

Du côté européen, les importations de GNL viennent essentiellement d'Afrique du Nord (Algérie) et furent faibles en 1980 (France: 80 Bcf; Italie: 58 Bcf; UK: 30 Bcf), cependant si requis, ce secteur algérien pourrait être l'objet d'une très considérable expansion,

TABLEAU II - EVOLUTION DU MARCHÉ MONDIAL DU GNL

WORLD: LIQUEFIED NATURAL GAS CONTRACT SALES AND PRICES 1976-1981

All prices are cif

	'000 tonnes	US\$/ tonne	US\$/ million Btu		'000 tonnes	US\$/ tonne	US\$/ million Btu		'000 tonnes	US\$/ tonne	US\$/ million Btu
Abu Dhabi-Japan				Mar	61.2	153.06	2.90	Libya-Italy			
1976	—	—	—	Apr	50.0	198.57	3.76	1976	1 627.2	44.37	0.84
1977	382.2	99.77	1.89	May	61.0	165.27	3.13	1977	1 826.1	47.35	0.90
1978	1 257.9	113.56	2.15	Jun	48.8	166.66	3.16	1978	1 710.8	57.95	1.10
1979	1 241.8	119.61	2.27	Jul	61.0	167.69	3.18	1979	1 711.7	75.12	1.42
1980	1 928.9	280.11	5.31	Aug	61.0	167.48	3.17	1980	1 102.8	147.42	2.79
Jan	200.6	159.28	3.02	Sep	48.8	166.56	3.16	Jan	118.8	145.63	2.76
Feb	108.9	264.29	5.01	Oct	12.2	144.17	2.73	Feb	123.4	152.94	2.90
Mar	161.9	276.30	5.24	Nov	12.2	140.18	2.66	Mar	162.3	142.65	2.70
Apr	96.9	276.84	5.25	Dec	48.9	139.66	2.65	Apr	100.6	148.09	2.81
May	55.7	283.30	5.37	1981				May	61.9	202.47	3.84
Jun	164.9	295.29	5.60	Jan	12.2	141.93	2.69	Jun	201.9	154.56	2.93
Jul	200.7	292.54	5.54	Feb	24.4	141.62	2.68	Jul	202.0	153.87	2.92
Aug	201.8	297.00	5.63					Aug	114.0	151.18	2.86
Sep	167.1	302.21	5.73	Algeria-USA				Sep	—	—	—
Oct	203.1	304.67	5.77	1976	204.5	38.42	0.73	Oct	18.0	—	—
Nov	202.9	314.55	5.96	1977	230.5	45.25	0.86	Nov-	—	—	—
Dec	164.3	319.32	6.05	1978	1 790.6	72.29	1.37	Dec	—	—	—
1981				1979	5 371.2	95.45	1.81	1981			
Jan	200.5	317.02	6.01	1980	1 842.2	175.57	3.33	Jan-	—	—	—
Feb	204.3	337.53	6.40				May	—	—	—	
Mar	138.6	340.77	6.46	Brunei-Japan							
Apr	—	—	—	1976	4 836.0	96.81	1.83	Libya-Spain			
May	148.7	339.40	6.43	1977	5 395.1	104.89	1.99	1976	1 814.5	25.59	0.48
Jun	148.1	342.89	6.50	1978	5 264.8	111.93	2.12	1977	1 755.3	29.12	0.55
Jul	218.5	333.59	6.32	1979	5 413.7	120.75	2.29	1978	880.5	67.85	1.28
Aug	137.3	344.76	6.53	1980	5 549.5	252.75	4.79	1979	865.5	81.45	1.54
				Jan	495.0	163.13	3.09	1980	na	na	na
Algeria-France				Feb	528.3	170.54	3.23	Jan-	—	—	—
1976	2 348.9	56.60	1.07	Mar	462.0	172.44	3.26	Mar	99.2	124.63	2.36
1977	2 050.6	76.83	1.46	Apr	428.2	244.87	4.64	Apr-	—	—	—
1978	2 059.2	94.75	1.80	May	527.7	282.51	5.35	Sep	—	—	—
1979	2 246.7	108.52	2.06	Jun	431.5	282.96	5.36				
1980	1 455.5	173.22	3.28	Jul	495.5	277.44	5.26	USA-Japan			
Jan	190.5	134.64	2.55	Aug	463.8	286.71	5.43	1976	955.9	86.57	1.64
Feb	186.9	152.77	2.90	Sep	397.5	300.31	5.69	1977	992.6	102.46	1.94
Mar	134.8	149.46	2.83	Oct	461.4	302.70	5.74	1978	929.9	114.64	2.17
Apr	53.3	145.80	2.76	Nov	396.9	303.62	5.75	1979	985.0	119.07	2.26
May	17.8	175.58	3.33	Dec	461.9	308.23	5.84	1980	859.0	253.95	4.81
Jun	35.6	179.36	3.40	1981				Jan	84.3	176.75	3.35
Jul	64.4	180.50	3.42	Jan	495.2	306.57	5.81	Feb	84.5	173.30	3.28
Aug	164.6	187.30	3.55	Feb	430.1	300.01	5.69	Mar	85.0	174.98	3.32
Sep	158.3	191.86	3.64	Mar	428.7	304.57	5.77	Apr	84.9	233.01	4.42
Oct	122.1	190.39	3.61	Apr	462.3	304.42	5.77	May	56.2	290.86	5.51
Nov	150.7	191.00	3.62	May	432.4	305.10	5.78	Jun	28.1	289.00	5.48
Dec	176.5	194.46	3.69	Jun	429.7	331.50	6.28	Jul	74.8	280.99	5.32
1981				Jul	432.0	300.66	5.70	Aug	23.0	295.44	5.60
Jan	—	—	—	Aug	463.2	308.39	5.84	Sep	116.6	303.69	5.76
Feb	21.5	179.45	3.40				Oct	81.9	308.25	5.84	
Mar	294.6	252.11	4.78	Indonesia-Japan				Nov	58.0	308.73	5.85
Apr	—	—	—	1976	—	—	—	Dec	81.8	313.41	5.94
May	290.4	190.19	3.60	1977	489.7	125.93	2.39	1981			
Jun	241.8	195.26	3.70	1978	3 720.0	144.61	2.74	Jan	92.6	308.99	5.86
Jul	193.7	195.61	3.71	1979	6 165.4	178.34	3.38	Feb	80.9	305.44	5.79
Aug	306.1	214.07	4.06	1980	8 504.0	272.38	5.16	Mar	93.2	309.63	5.87
				Jan	677.7	243.67	4.62	Apr	82.1	311.90	5.91
Algeria-Spain				Feb	676.2	256.37	4.86	May	63.3	310.90	5.89
1976	602.7	34.91	0.66	Mar	678.1	256.32	4.86	Jun	91.4	323.41	6.13
1977	451.5	33.32	0.63	Apr	850.8	256.40	4.86	Jul	98.7	304.01	5.76
1978	156.8	117.38	2.22	May	735.0	284.57	5.39	Aug	91.4	315.02	5.97
1979	341.8	112.40	2.13	Jun	683.2	284.58	5.39				
1980	na	na	na	Jul	737.2	283.19	5.37				
Jan	—	—	—	Aug	626.5	280.73	5.32				
Mar	58.8	137.99	2.61	Sep	852.0	286.37	5.43				
Apr-	—	—	—	Oct	625.6	285.34	5.41				
Sep	391.3	188.84	3.58	Nov	737.6	273.88	5.19				
				Dec	624.1	278.03	5.27				
1981				1981							
Algeria-UK				Jan	733.0	303.65	5.75				
1976	789.9	47.56	0.90	Feb	567.2	286.77	5.43				
1977	611.5	51.24	0.97	Mar	902.0	288.21	5.46				
1978	534.7	52.09	0.99	Apr	680.0	281.19	5.33				
1979	451.9	60.14	1.14	May	568.5	270.88	5.13				
1980	575.3	164.89	3.12	Jun	796.2	267.79	5.07				
Jan	49.0	162.08	3.07	Jul	781.7	257.41	4.88				
Feb	61.3	161.63	3.06	Aug	735.2	261.73	4.96				

na: Not available.

Note: Figures in *italics* are estimates based on a conversion factor of 52 770 000 Btu/tonne as authorised by the Japanese Ministry of International Trade and Industry. Prices as shown may differ from exporters' or other published data because of differences in loading and arrival times of cargoes, exchange rates used, and Btu/tonne conversion factors used.

Source: Importing countries' trade statistics except Algeria-USA: US Dept of Energy.

principalement pour approvisionner la France, la Belgique et l'Espagne. À lui seul, le nouveau contrat France-Algérie (été 1982) devrait ajouter 320 Bcf/an de LNG à ce marché.

De nombreux projets ont été conçus à ce jour, et plusieurs ont aussi été abandonnés, dont l'imposant projet du Nigéria (Bonny LNG) dirigé par Phillips Petroleum, proposant le transport vers l'Europe de 600 Bcf de GNL par an. Deux autres projets de GNL au Gabon et en Iran étudient sérieusement l'alternative du gazoduc vers l'Europe. De même le gazoduc sous marin Algérie-Italie pourrait freiner l'expansion du GNL.

En dépit des réticences d'un grand nombre d'experts sur les perspectives de GNL en Europe, un groupe de travail (dénommé: Groupe II) a présenté à Lausanne en juin 1982, un rapport intitulé "World natural gas supply and demand between 1980 and 2020." dans lequel on estime que le transport du GNL passera de 1/6 à 1/3 du marché mondial d'ici la fin du siècle, soit quatre fois les volumes actuels!

Quant aux prix sur les divers marchés de GNL, ils sont relativement voisins aux E.-U. et en Europe, mais plus élevés au Japon. Pour l'année 1980, en voici la liste (tirée du Tableau II):

USA - Algérie	3,33 (US\$/millions de BTU CIF)
France - Algérie	3,28
R.-U. - Algérie	3,12
Italie - Libye	2,79
Japon - Abu Dhabi	5,31
- Brunei	4,79
- Indonésie	5,16
- É.-U.	4,81

Parmi les récents contrats de GNL, notons l'entente de l'été 1982, qui a mis fin à la dispute Algérie-France. En vertu de ce contrat (320 Bcf/an) qualifié de "politique", le gouvernement de la France va payer 13,5% des coûts d'achat, et la Société Gaz de France payera le reste. Ce contrat indexe les prix du GNL à 100% avec ceux du pétrole, et donne un prix du GNL FOB Algérie de US\$4,80/

MBTU en juillet 1982, soit un prix CIF France de US\$5,00/MBTU. À titre de comparaison, le contrat d'approvisionnement signé avec l'URSS à la même époque fixe le prix CIF-France à US\$4,50/MBTU. De plus, comme les prix sont dans ce dernier cas établis en Francs Français, le contrat pourrait s'avérer encore plus intéressant advenant une dégradation du taux de change.

L'entente Algérie-Panhandle (Louisiane E.-U.) est un autre important contrat intervenu récemment, en vertu duquel environ 150 Bcf/an de GNL sera acheminé aux É.-U. par 5 méthaniers, dont deux propriété de Sonatrach, Algérie. Les prix renégociés établissent la parité FOB avec les prix du pétrole. En juillet 1982, le prix FOB du GNL était fixé à US\$3,92, indexé approximativement à 17¢ par \$ de changement du prix du baril de pétrole brut. Panhandle estime qu'une fois dans son réseau, ce gaz coûtera US\$7,16/MBTU, ce qui est sensiblement plus cher que l'approvisionnement domestique à environ US\$5,00/MBTU. C'est en raison de ses faibles réserves à moyen terme que Panhandle consent à payer cette surprime, non sans protestations d'ailleurs de la part des distributeurs qu'elle

approvisionne. Le différentiel (7,16-3,92) vient des coûts de financement de deux nouveaux méthaniers et d'un centre de regazéification de 567 millions de dollars.

Le contrat Algérie-Distrigaz de Boston a également été renégocié au prix CIF de US\$5,47/MBTU (même FOB de \$3,92). Dans ce cas, le transport est entièrement assumé par les algériens.

Du côté du Japon, des données récentes sont fournies dans les requêtes d'exploitation de GNL présentées à l'ONE. Retenons un tableau inclus dans la requête de Dome qui projette l'évolution des prix pour les prochaines décennies (Tableau III).

De ces discussions, les prix du GNL Canadien ramenés à 1982 (sur le marché européen) pourraient s'établir ainsi:

TABLEAU III
Sommaire des prix du GNL de l'Ouest

(2% de croissance en termes réels des prix énergétiques)

(\$US/10⁶ BTU)

Année	Prix CAF au Japon	Coût de service de transport Canada-Japon	Prix FOB (3) (1) - (2)	Coût de service au Canada (4)	Revenu à la frontière de l'Alberta	
					GNL vendu au Japon (3) - (4)	Gaz naturel marchés intérieurs (5)
	(1)	(2)			(3) - (4)	(5)
1986	9,61	1,56	8,05	3,05	5,00	3,68
1987	10,56	1,62	8,94	3,82	5,12	4,16
1988	11,64	1,78	9,86	4,29	5,57	4,70
1989	12,83	1,86	10,97	4,87	6,10	5,28
1990	14,13	2,05	12,08	5,38	6,70	5,95
1991	15,54	2,37	13,17	6,05	7,12	6,69
1992	17,13	2,52	14,61	6,09	8,52	7,51
1993	18,87	2,73	16,14	5,95	10,19	8,42
1994	20,78	2,87	17,91	5,88	12,03	9,42
1995	22,88	3,00	19,88	5,88	14,00	10,51
1996	25,18	3,12	22,06	5,84	16,22	11,72
1997	27,72	3,33	24,39	5,80	18,59	13,06
1998	30,53	3,50	27,03	5,87	21,16	14,56
1999	33,60	3,64	29,96	5,76	24,20	16,20
2000	37,00	3,84	33,16	5,74	27,42	18,01
2001	40,71	4,13	36,58	5,75	30,83	20,01
2002	44,82	4,42	40,40	5,79	34,61	22,21
2003	49,33	4,69	44,64	5,85	38,79	24,66
2004	54,30	5,08	49,22	5,94	43,28	27,27
2005	59,76	5,52	54,24	6,19	48,05	30,25

Source: Phase II de l'application pour l'exportation de gaz naturel devant l'ONE, application de Dome Petroleum Limited, juin 1982.

(Pour plus de détails, voir la requête).

Situation Été 1982	Hypothèse GNLQ - France	Exemple Algérie-Boston	Exemple Algérie-France
FOB	- US\$3,00 - 4,00/MBTU	US\$3,92	US\$4,63 *
CIF	- US\$4,50 - 5,50/MBTU	US\$5,47	US\$5,53 *

* Ce prix inclut les 13% payés en plus par le gouvernement français pour autres considérations.

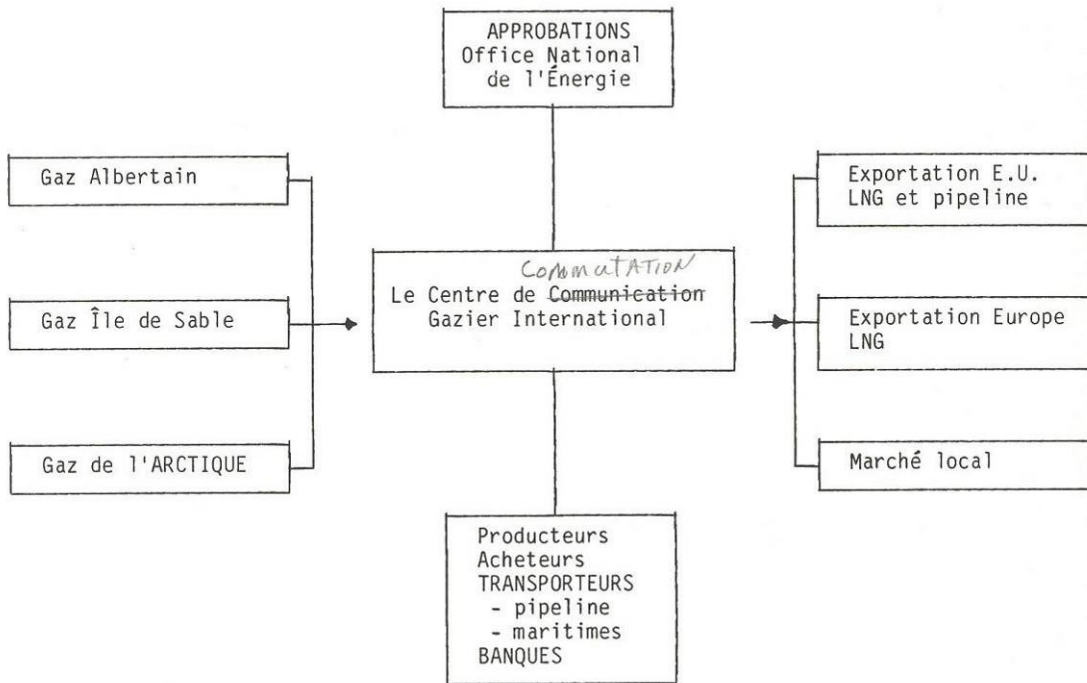
En 1982, pour compétitionner le gaz algérien en France, le prix CIF du GNLQ doit être inférieur à US\$5,50/MBTU. Supposant un coût de transport Québec-France du même ordre de grandeur que le transport transpacifique (entre \$1 et \$1,50/MBTU), le prix FOB du GNLQ devra être inférieur à US\$4,00/MBTU. Ces estimés de plafond seront retenus pour la discussion économique du chapitre VII.

COMMUTATION

V- LE CENTRE DE COMMUNICATION GAZIER INTERNATIONAL (CCGI)

- Raison d'être

Tel qu'exposé sur le tableau IV, les caractéristiques gazières de l'Est canadien comprennent au moins trois producteurs éventuels et



COMMUNICATION
Le rôle du Centre de ~~Communication~~
Gazier International de l'Est canadien

TABLEAU IV

trois marchés distincts. Au cours des prochaines décennies, deux types d'approches peuvent se dégager:

L'affrontement des producteurs: Individuellement, chaque producteur peut solliciter le marché international (E.-U. et Europe) et soutenir son propre projet. C'est l'affrontement ouvert, et la concession à l'Office National de l'Énergie (ONE) d'un droit d'arbitrage entre les projets. Comme il n'y aura vraisemblablement pas de place pour 2 ou 3 projets majeurs, cette approche sera longue et risque d'ennuyer nos fragiles clients internationaux, particulièrement en ce qui concerne le GNL.

L'intégration et le partage planifié: Délibérément, les divers producteurs peuvent s'associer à d'autres pour promouvoir une séquence de projets qui laisse à chacun une juste place et une part équitable du développement. Cette séquence de projets intégrés pourrait être présentée à l'ONE pour acceptation ou refus, plutôt que pour arbitrage. Dans ce cas, le promoteur officiel serait le seul à solliciter les marchés internationaux pour l'obtention de

contrats, et serait sans doute plus convainquant puisqu'il représenterait l'ensemble des intérêts gaziers canadiens.

Au-delà de ces remarques générales, la véritable raison d'être d'un CCGI est la "flexibilité". L'avènement des ordinateurs et le développement des sciences économiques et humaines ne nous ont pas permis au cours de la décennie 1970 de prévoir les aléas de la conjoncture, et ne le permettront sans doute jamais. Les projets inflexibles et monovalents sont porteurs de risques élevés. D'autre part, le regroupement d'un plus grand nombre de partenaires accroît les marges de manoeuvres, tant financières que politiques.

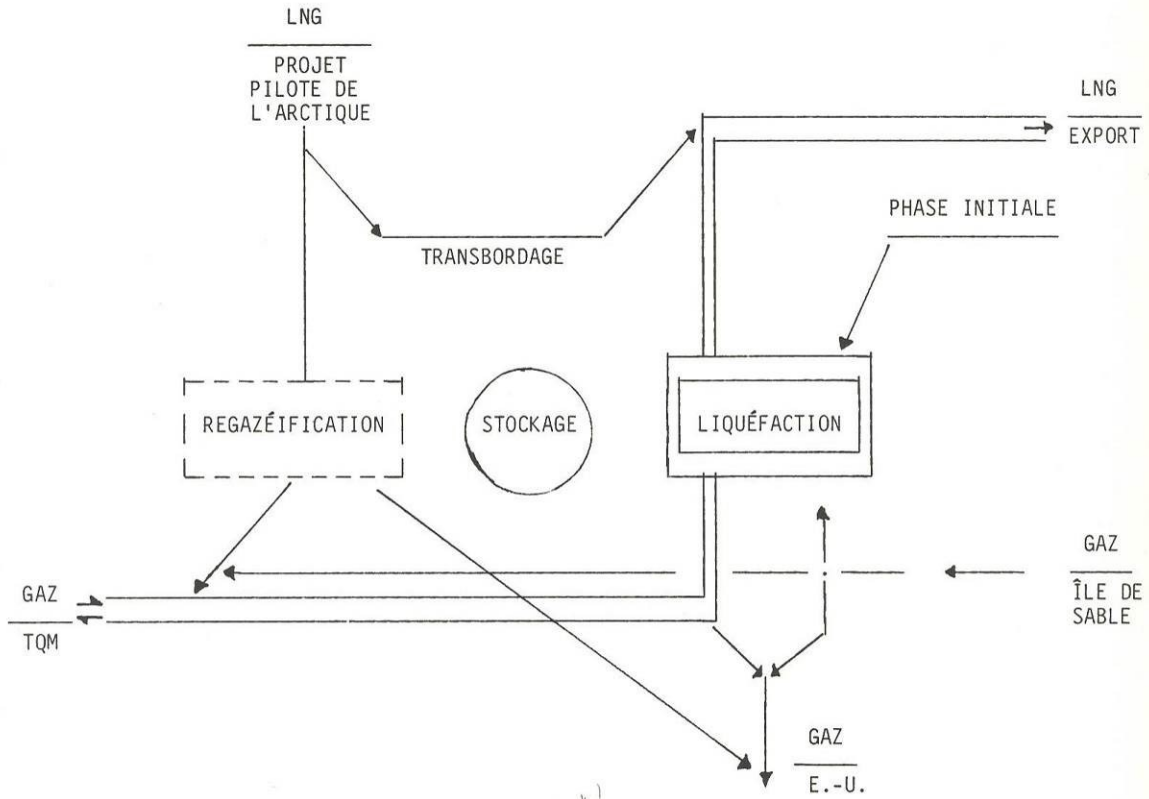
COMMUNICATION

Un centre de ~~communication~~ gazier permettrait de mieux faire face aux aléas de la conjoncture ou du marché tant national qu'international.

- Description

Dans une première phase, le centre comprendrait les services portuaires pour l'accueil de méthaniers (y compris les remorqueurs), une usine de liquéfaction du gaz albertain, un ou des réservoirs de stockage de GNL, une infrastructure routière adéquate, et un tronçon minimal de gazoduc reliant le CCGI au gazoduc de TQM. Plus tard, lorsque le gaz de l'Arctique sera disponible, des équipements portuaires permettraient le transbordage (en tout ou en partie) du GNL, de méthanier-brise-glace à des méthaniers classiques. Finalement, lorsque le gaz de l'Île de Sable deviendra accessible, et si les marchés le permettent, la capacité de production de GNL pourrait éventuellement être accrue, ou le gaz pourrait être directement exportée vers les É.-U. par pipeline. Advenant que la production de l'Est canadien devienne un jour insuffisante, une usine de regazéification pourrait alors permettre d'injecter sur le réseau, le GNL de l'ARCTIQUE.

Ces diverses alternatives sont présentées schématiquement sur la Figure V.



COMMUTATION
DIAGRAMME

CENTRE DE COMMUNICATION GAZIER INTERNATIONAL
(de l'Est du Canada)

FIGURE V

- Localisation

La localisation d'un tel centre fera inévitablement l'objet d'un débat public, assorti de critères techniques, socio-économiques et politiques. Disons seulement que les critères de manoeuvrabilité des méthaniers interdisent tout site à proximité ou à l'ouest de la ville de Québec. Quant au transport par gazoduc, le site aurait intérêt à être près du point de rencontre d'un gazoduc allant vers les É.-U., du gazoduc de TQM et d'un éventuel gazoduc venant de l'Île de Sable. Deux sites ont déjà fait leur preuve dans le cas du projet pilote de l'Arctique: Gros Cacouna au Québec, et Melford en Nouvelle-Écosse; voilà d'intéressants points de départ. Sans doute sera-t-il plus difficile de rejeter les sites que de les retenir!

VI- LE PROJET D'EXPORTATION DE GNLQ: CONSIDÉRATIONS RÉGLEMENTAIRES ET TECHNIQUES

Précisons que pour les fins de la présente étude, ce projet sera présumé réalisé à Gros Cacouna, Québec. Les éventuels promoteurs d'un tel projet ne seront pas pour autant limités à ce site. Toutefois, si l'idée

COMMUTATION

d'un centre de communication gazier international était retenu, ce projet d'exportation GNLQ pourrait en être une pièce majeure.

- Aspects réglementaires

Soulignons tout d'abord que la présente récession économique, et l'abandon des mégaprojets d'énergie au Canada, crée un climat politique hautement favorable à l'émergence de bons projets, même à l'exportation. À ce niveau, et pour des raisons diverses, les politiques canadiennes, albertaines et québécoises vont dans le même sens. Ceci étant acquis, voyons sommairement le rôle des principaux organismes de contrôle devant un projet de liquéfaction et d'exploitation de gaz naturel albertain depuis le Québec.

L'Office National de l'Énergie: autorise et réglemente les exportations d'énergie, ainsi que le transport interprovincial par gazoduc ou autrement. C'est donc un organisme qu'il est indispensable de convaincre, car sa recommandation sur le projet devient décision après avoir été sanctionnée par le gouvernement fédéral. L'Office

demande une preuve de disponibilité de surplus de gaz canadien pour les projets d'exportation, ainsi qu'une preuve de "Deliverability", le tout conforme à ses critères et méthodologie. Le récent assouplissement des critères laisse présumer une volonté d'exportation additionnelle de gaz canadien. Récemment, l'Office a fait savoir qu'il exigerait dès que possible d'approuver chacun des contrats de vente de gaz à l'exportation, ainsi que leurs amendements. L'Office n'est pas compétent en matière de fixation des prix de l'énergie, mais c'est lui qui recommande les justes coûts de service à être payés aux transporteurs interprovinciaux, ainsi qu'aux projets d'exportation. Finalement, le promoteur du projet GNLQ devra vraisemblablement faire approuver par l'ONE l'entente entre les partenaires du projet.

L'Alberta Petroleum Market Commission (APMC): cet organisme est l'agent exclusif pour le marketing du pétrole et du gaz extrait de concessions appartenant au Gouvernement albertain. De plus, cet organisme administre l'entente Alberta-Canada de septembre 1982, et voit au prélèvement à la frontière de l'Alberta, des taxes sur le gaz destiné à l'exportation, dont le produit est en partie remis au

gouvernement Fédéral et redistribué à tous les producteurs albertains au prorata de leur production. L'APMC fixe le coût de services du transport sur le territoire albertain, et établit et réglemente les tarifs provinciaux du gaz. Toutefois, elle ne fixe pas les prix à l'exportation. En pratique l'APMC peut acheter et revendre du gaz naturel. Elle participe à des études et groupes de travail intergouvernementaux, et peut à l'occasion offrir ses services sur une base contractuelle. Son rôle devrait être relativement mineur dans le cas d'un projet d'exportation de GNL.

L'Alberta Energy Resources Conservation Board (AERCB): cet organisme intervient directement au niveau des projets spécifiques tant albertains qu'extra albertains. Chargé de veiller aux intérêts provinciaux, AERCB coordonne le développement, limite le gaspillage des ressources, édicte les normes de sécurité, veille à répartir équitablement la production entre les détenteurs de droits, dissémine de l'information, contrôle la pollution, enquête sur les accidents, etc. De plus, AERCB établit les prévisions de la demande et des réserves, et tient au besoin des audiences sur les

surplus albertains accessibles aux autres provinces canadiennes ou à l'exportation. Il en découle que l'AERCB approuve les projets (y compris de traitement de gaz), contrôle le taux de production, décourage la discrimination des acheteurs auprès des "pools", ainsi que la discrimination des "Transporteurs publics" à l'égard des producteurs. Pour les grands projets qui concernent l'Alberta, elle peut tenir des audiences publiques sur toute licence supérieure à 100 Bcf. Finalement, pas un mètre cube de gaz ne peut quitter l'Alberta sans avoir préalablement obtenu d'elle un permis d'enlèvement (Removal Permit). Le rôle du AERCB devrait donc être majeur dans le cas du projet GNLQ. Il est peut-être utile de rappeler qu'en août 1982 SOQUIP a placé une requête devant l'AERCB afin d'obtenir l'autorisation de vendre une partie de son gaz albertain à Gaz Métropolitain de Montréal (30 Bcf en 15 ans).

La Régie de l'électricité et du gaz du Québec: cette régie applique sa juridiction sur le territoire du Québec, à l'exception des projets déjà réglementés par le gouvernement fédéral, tel le transport interprovincial ou l'éventuel projet GNLQ. Il est donc

raisonnable de croire que la Régie jouera un rôle de second plan dans le projet GNLQ. Cependant, comme la Régie veille à la sécurité de projets gaziers, elle pourrait tenter de doubler la surveillance fédérale sur le projet au Québec. De vieilles rumeurs suggérant la transformation de la Régie de l'électricité et du gaz en véritable Régie de l'énergie (avec pouvoirs accrus) pourrait éventuellement subordonner une plus grande partie du projet au pouvoir québécois. Même incertitude quant à l'application des lois canadiennes et québécoises sur les mesures d'approvisionnement d'urgence: Le Québec pourrait-il dicter les volumes et destinations des exportations? La réponse n'est pas évidente.

Autres considérations réglementaires: en plus de satisfaire aux exigences des organismes réglementaires du secteur de l'énergie, tout projet doit également satisfaire une multitude d'autres exigences imposées par divers organismes ou situations. Les ministères économiques, les ministères de l'environnement et de l'agriculture, les ministères de l'industrie, les ministères à vocation sociale, les municipalités, les groupes locaux, les règlements et

la disponibilité de la main-d'oeuvre, les syndicats, les réseaux de transport, l'aménagement du territoire, etc. voilà autant de sources de réglementations et d'objections ou d'appuis. Mais plus encore, un grand projet exige bien davantage de précisions; exemple: Si du gaz était découvert au Québec, serait-il exporté prioritairement? En cas de crise énergétique qu'advierait-il si les plans d'urgence de Québec et d'Ottawa divergeaient quant à l'utilisation du gaz? Le Québec a-t-il un droit de premier refus sur le gaz qui transite sur son territoire? Advenant un désastre, qui serait responsable? Le droit du Québec de réglementer les destinations et les volumes exportables? etc. Voici quelques questions (toutes surmontables) qui devraient entre autre être abordées. L'important est d'établir un climat de confiance propice à l'avancement du projet.

- Le promoteur et ses partenaires

Plusieurs structures corporatives peuvent être envisagées pour le projet GNLQ, chacune avec ses avantages et inconvénients. Cependant, en raison des divers rôles et afin de limiter les responsabilités de chaque secteur, il est à première vue raisonnable de concevoir le projet via une compagnie de Promotion et de Marketing, propriétaire majoritaire d'une filiale "Liquéfaction", et d'une filiale "Transport International par Méthanier". Cette structure organisationnelle est schématisée sur le tableau VI de la page suivante, et explicite les rapports possibles avec les compagnies productrices et de transport. Comme le Canada n'a pas encore exporté de LNG, il est difficile de prévoir quel schéma corporatif pourra faire l'affaire des Gouvernements et de l'Office National de l'Énergie. Pour optimiser les avantages fiscaux (par exemple: les

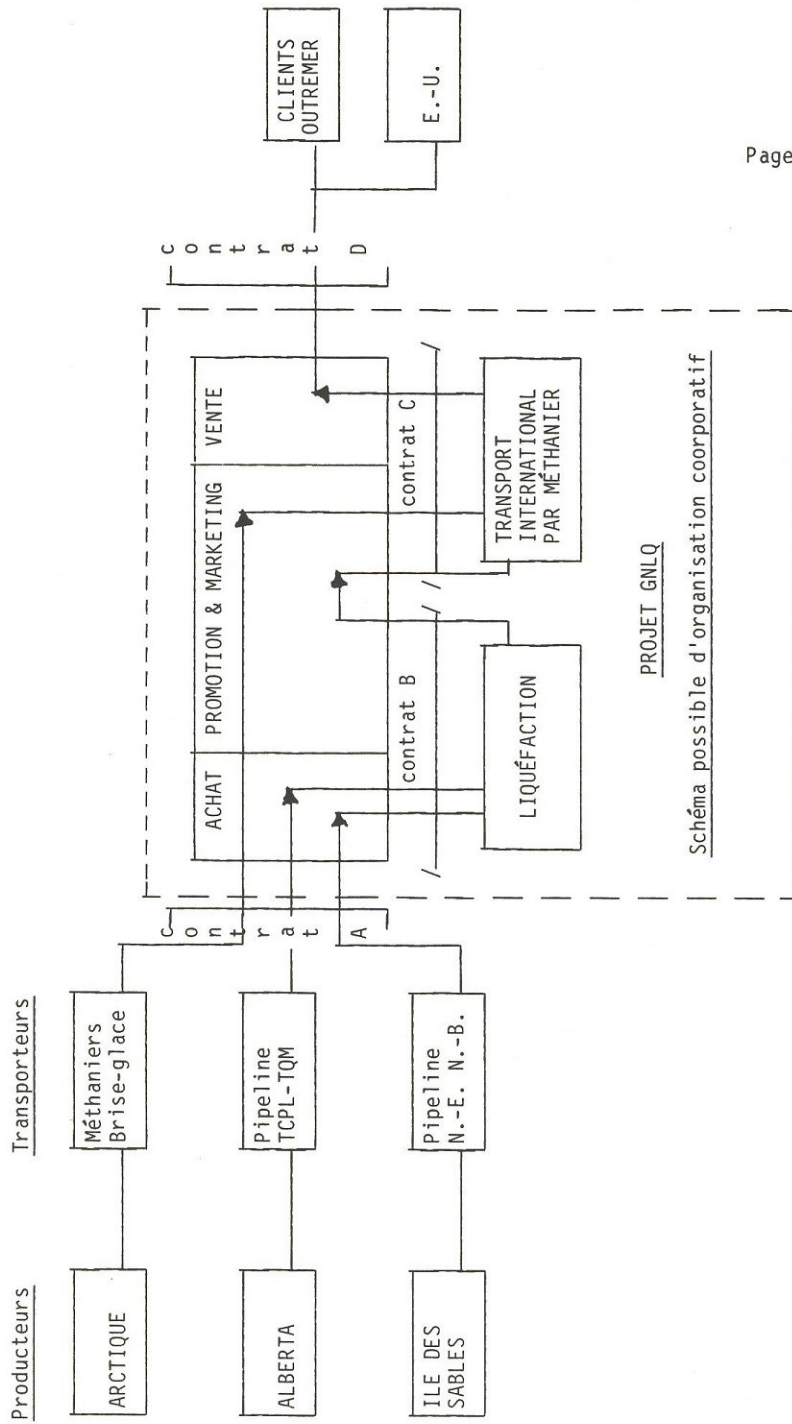


TABLEAU VI

niveaux d'imposition, ou la possibilité de différer le paiement de taxes) la compagnie de Promotion et de Marketing, ainsi que sa filiale de Transport International par Méthanier, pourrait peut-être être incorporée et opérer d'une autre province que le Québec. Quant à la filiale Liquéfaction il apparaît naturel de la créer et de l'opérer au Québec. De plus, un tel schéma donne un maximum de flexibilité au niveau de la prise d'intérêt par les éventuels partenaires.

Les partenaires possibles se divisent en deux groupes: les intérêts des pays acheteurs de gaz, et les intérêts canadiens.

Les pays acheteurs de gaz pourraient être réticents à détenir de forts intérêts dans un projet qui les approvisionne, à moins d'en détenir le contrôle, car leur forte participation pourrait en faire des clients captifs. Cependant il ne fait aucun doute qu'il y a place et intérêt de leur part à participer raisonnablement. Dans

le cas du GNLQ, une participation à 40 ou 50% dans une filiale chargée du transport par méthanier paraît raisonnable et attrayante, surtout dans le cas de ce projet où presque les 2/3 des immobilisations le seront au niveau des méthaniers (à moins d'en affréter?). Ils pourraient également détenir un intérêt marginal dans les deux autres compagnies associées.

Les intérêts québécois (SOQUIP ?) pourraient être élevés, voir presque majoritaires, dans la filiale Liquéfaction, laquelle pourrait éventuellement opérer sur une base de coûts de service. Les producteurs (dont SOQUIP) seront naturellement intéressés à mettre la main sur la compagnie de Promotion et de Marketing. Quant aux transporteurs par pipelines, leurs intérêts pourraient se diviser entre les trois. Il ne faut pas oublier que la compagnie de Promotion et de Marketing devrait détenir en tout temps au moins 51% des actions de ses deux filiales.

En plus de permettre le fractionnement des risques, la flexibilité d'une telle structure permettrait ultérieurement, s'il y a lieu, de faire une place aux intérêts canadiens de l'Île de Sable et du gaz de l'Arctique, advenant la réalisation d'un véritable Centre des Communications Gazier International (CCGI).

À titre indicatif, la requête de Dome Petroleum à l'O.N.E. pour son projet d'exportation de GNL au Japon prévoit la formation d'une filiale "Transport par Méthanier" dont seulement 30% des actions sont détenues par des intérêts japonais. Il sera intéressant de connaître la position de l'Office sur cette approche?

Finalement, sur la scène canadienne, les intérêts dont on vient de faire mention sont représentés par quelques multinationales importantes, plus TransCanada Pipelines, Trans Québec & Maritimes, Pétro-Canada, Dome Petroleum, Nova an Alberta Corporation, et SOQUIP. La participation directe des gouvernements paraît peu probable (... et serait discutable, à l'exception peut-être des provinces maritimes).

- Les éléments critiques des contrats d'exportation

Dans le cas du GNL, les contrats ont été plus qu'à leur tour réouverts. D'une part, les pays consommateurs doivent faire pénétrer le gaz naturel en substituant du pétrole, ce qui requiert un différentiel de prix incitatif. De plus, le pétrole est généralement très taxé sur les marchés domestiques, et les gouvernements sont réticents à établir la parité de leurs taxes sur le gaz naturel avec le pétrole en raison des effets négatifs que cela aurait sur l'expansion des marchés. D'autre part, les pays exportateurs veulent s'accaparer par des prix élevés le champs des éventuelles taxes domestiques. Pour ce faire, ils revendiquent un prix à l'exportation qui établirait la parité des prix pétrole-gaz sur le marché domestique de détail. Le débat de cette parité des prix a été essentiellement mené par l'Algérie depuis 3 ans, et lui a valu l'interruption d'importants contrats avec la France et les É.-U. (El Paso).

Le prix est donc le premier élément critique. Les récents contrats d'achat de GNL par la France et le Japon reconnaissent la parité de prix par unité calorifique avec le pétrole. Ils définissent un prix de base et une indexation (typiquement de 17¢US par \$ de variation du prix du baril de pétrole).

La devise est un autre élément important. Historiquement, tous les contrats étaient négociés en \$US. Récemment, l'URSS a consenti à la France un contrat en FF. Cette approche pourrait faire boule de neige!

Le lieu de transfert de propriété a tendance à se faire dans le port de réception, mais cette approche pourrait changer si les acheteurs participent de plus en plus au transport.

La responsabilité du transport maritime semble se partager entre vendeurs et clients, bien que les vendeurs doivent généralement coordonner l'expédition.

Certains contrats peuvent contenir des clauses de ristournes, cependant il est bon de noter qu'en 1978, l'Office National de l'Énergie a rejeté le principe de telles clauses, et il est probable qu'il ne le réinstaurera pas pour le GNL, exporté ou pas.

Les contrats peuvent contenir une clause "Take or pay". À cet égard l'Office National de l'Énergie n'a pas d'objection dans la mesure où la clause est "raisonnable".

Certains contrats, dont un récent contrat entre l'Algérie et la Belgique, contiennent une clause de "Most favoured Company" en vertu de laquelle, si un autre client obtient de meilleurs prix ou conditions, ces nouveaux prix ou conditions seront intégrés au dit contrat.

Une "stability margin clause" vient récemment de faire apparition dans les contrats avec l'URSS. Cette clause fait en sorte que le contrat ne devrait jamais conduire une des parties à la faillite!

Une clause de "Market out" peut permettre aux vendeurs et/ou au client de transiger du GNL avec des tiers.

Finalement, un grand nombre de clauses générales doivent protéger les parties advenant un sabotage, une catastrophe, une guerre, ou tout simplement l'incapacité physique d'une des parties.

Bien que la majorité des contrats soit conclue dans un contexte d'offre et de demande, certains contrats (dont la récente entente France-Algérie sur le GNL) sont davantage négociés sur la scène politique, et incluent d'autres considérations, telle la fourniture d'équipement ou l'échange de technologie.

- Description des composantes du projet GNLQ

Sur le plan technique, le projet de GNLQ a toutes les raisons de s'apparenter aux projets d'exploitation de GNL canadien vers le Japon, tel que déposé devant l'Office National de l'Énergie.

Le pipeline: Contrairement aux projets de l'Ouest, le projet GNLQ exclut le pipeline, puisque ce dernier est déjà essentiellement en place. Le dernier tronçon nécessaire entre Québec et Rivière-du-Loup est planifié par TQM, et devrait avoir un diamètre de 18", soit suffisant pour transporter environ 100 Bcf/an. Néanmoins, la traversée du fleuve et ce tronçon sont ici intégrés au projet GNLQ.

L'aménagement du site: Il devrait être possible de bénéficier d'une partie des études de TCPL relativement à l'aménagement du site de Gros-Cacouna pour une usine de regazéification. Les installations portuaires devraient être les mêmes, et les réservoirs de stockage assez semblables. L'infrastructure générale pourrait également être récupérée des études de TCPL.

L'usine de liquéfaction: Cet élément critique du projet pourrait porter à controverses. En effet, la compagnie américaine AIR PRODUCT détient un quasi monopole des unités de gazéification, en utilisant le procédé RCM. Dome soutient ce procédé pour son usine de LNG de Colombie-Britannique. D'autre part, un consortium Franco-Italien (Technip-SnamProgetti) a développé avec succès

semble-t-il un procédé nommé "Tealarc", et l'a particulièrement éprouvé depuis 1972 aux usines de GNL de Skikda en Algérie. Ce procédé semble maintenant être le préféré des européens et africains (projet du Nigeria et du Cameroun). Au Canada, le procédé "Tealarc" est défendu par Pétro-Canada dans le projet de GNL TRANSPAC. Le choix du procédé engendre des rapports de forces économiques et politiques. Devant la présente situation, il est possible que le projet GNLQ soit forcé d'utiliser le procédé Franco-Italien si l'on veut avoir accès au marché français. Plus tard, peut-être faudra-t-il y ajouter un unité de procédé américain pour avoir accès à cet autre marché? (voit Tableau VII)

Les méthaniers: Les propriétaires de pétroliers ont été durement touchés au cours des dernières années, et plusieurs experts croient que les propriétaires de méthaniers connaîtront une situation semblable. Depuis que dure la guerre des prix du GNL, un tiers de la flotte de méthaniers est inactive, pendant que plusieurs navires subissent d'importants travaux. La flotte totale de méthaniers en 1982 comprend 62 navires d'une capacité totale de 6 millions de m³,

TABLEAU VII

(Tel que présenté dans la requête de Dome)

INTERNATIONAL BASELOAD LNG LIQUEFACTION FACILITIES

Operation Year	Process Designer	Process	Plant Capacity MM m ³ /d	Location
1963	Technip	Cascade	5.65	Arzew Algeria
1969	Phillips	Cascade	5.23	Kenai Alaska
1970	APCI	MCR	10.88	Marsa El Brega Libya
1972	Technip	Tealarc	12.15	Skikda Algeria
1973	APCI	MCR	21.20	Brunei Borneo
1977	APCI	MCR	9.89	Das Island Abu Dhabi
1977	APCI	MCR	15.54	Badak Indonesia
1978	APCI	MCR	35.33	Arun Indonesia
1978	APCI	MCR	31.09	Arzew Algeria
1981	Pritchard	Prico	4.80	Skikda Algeria
1982	Pritchard	Prico	9.89	Skikda Algeria
1982	APCI	MCR	28.26	Arzew Algeria
1982*	APCI	MCR	24.02	Malaysia
1982* (Expansion)	APCI	MCR	14.98	Badak Indonesia

* Under Construction - To be completed year shown.

dont plus de la moitié est constituée de gros bâtiments (125 à 150 mille mètres cubes). Six nouveaux navires ont joint la flotte en 1981, pendant que 10 autres sont en construction et doivent être livrés avant la fin de 1984. Les perspectives ne sont pas bien bonnes, et dictent au projet GNLQ de ne pas faire construire de nouvelles unités. Il sera plus avantageux d'affréter, ou d'acheter des méthaniers en "solde".

VII- LE PROJET D'EXPORTATION DE GNLQ: CONSIDÉRATIONS ÉCONOMIQUES

- Description de projets à l'étude au Canada

Au Canada on compte à l'étude présentement quatre projets de GNL: PPA, TRANSPAC, RIM et DOME. Leurs caractéristiques sont rassemblées sur le tableau VIII, avec celles d'un éventuel projet GNLQ.

Le projet pilote de l'Arctique (PPA) - Pétro-Canada, NOVA, Dome et Melville Shipping: Le projet propose d'acheter du gaz naturel du producteur "Panarctique Oil" à Drake Point sur l'Isle Melville dans l'Arctique, de le transporter par gazoduc sur 160 Km jusqu'à Brid-

	PPA	TRANSPAC	RIM	DOME	GNLQ
Promoteurs	Péto-Canada Nova Dome Melville Shipping	Carter Energy Noranda Gaz Industr.	Péto-Canada West Coast Transmission Mitsui & Co.	Dome Nova TCPL NIC Resources	?
Origine du Gaz	Drake Point (Arctique)	Elmworth (BC)	McLeod Lake BC Réseaux existants BC plus Alberta, Yukon N.W.T	Alberta	Phase I Alberta Phase II: Ile des Sables
Pipeline	160 Km	850 Km (30")	479 Km (30")	* env. 800 Km	0
Port d'expédition	Bridport (Arctique)	Prince Rupert (BC)	Kitimat	Grassy Point (Prin. Rup.BC)	Gros Cacouna (Q)
Capacité de l'usine GNL	95 Bcf/an	165 Bcf/an	100 Bcf/an	150 Bcf/an	100 Bcf/an
Nombre de Méthaniers	2 X 125 000 m ³ (brise-glace)	4 X 125 000 m ³	3 X 125 000 m ³	3 (usagés) + 2 (neufs) Affrétés	2 X 125 000 m ³ Affrétés
Port de réception	Est canadien ou Europe	Corée et Japon	Japon	Japon	Europe
Coût en \$1981 (millions)	1680	2730 INCLUANT LES MÉTHANIER	1440	1720 (+ méthaniers)	* 700 + méthaniers

* Estimé par l'auteur

TABLEAU VIII

COMPARAISON DES CARACTÉRISTIQUES PHYSIQUES DES PROJETS CANADIENS DE GNL À L'ÉTUDE

port, où il serait liquifié dans une usine montée sur barge. De là, le GNL serait chargé sur 2 méthaniers-brise-glace à destination de l'Est canadien, ou possiblement directement vers l'Europe. La capacité serait d'environ 100 Bcf par an pendant 10 ans, suite à quoi la capacité pourrait être accrue.

Le projet TRANSPAC soutenu par Carter Energy et Noranda Gas Industries, vise essentiellement la mise en exploitation de gisements gaziers de la Colombie-Britannique, ce qui va représenter des investissements de plus de 3,3 milliards de dollars 1981, en plus des 2,7 milliards que compterait le projet de GNL (165 Bcf/an) et du milliard additionnel que demanderait un complexe pétrochimique international. Ce projet apparaît plutôt comme un plan de développement audacieux dont les éléments sont encore à préciser.

Le projet RIM présenté par Pétro-Canada, Westcoast Transmission et Mitsui & Co propose d'acheter le gaz surtout de la Colombie-Britannique, mais aussi de l'Alberta, du Yukon et des Territoires du Nord-Ouest. Ce gaz (100 Bcf/an) serait transporté sur les

réseaux existants de la Westcoast Transmission jusque dans la région de McLeod Lake en Colombie-Britannique, d'où partirait un nouveau gazoduc de 479 Km jusqu'à Kitimat (C.B.). De tous les projets à l'étude, c'est le projet qui semble le plus se rapprocher des caractéristiques d'un éventuel projet GNLQ.

Le projet DOME, soutenu par Dome, Nova, TCPL et NIC Resources propose de transporter surtout des surplus de gaz albertain (150 Bcf/an) sur environ 800 Km jusqu'à Grassy Point dans la région de Prince Rupert (C.B.). Ce projet destine la totalité du GNL au Japon via 5 méthaniers affrétés. Le gouvernement de la Colombie-Britannique a déjà fait connaître sa préférence pour ce projet.

Le projet GNLQ n'est présentement pas défini à partir d'études détaillées, mais déjà, les surcapacités du réseau de TCPL et TQM avantagent une capacité d'environ 100 Bcf/an, et par analogie aux autres propositions, il est raisonnable d'y prévoir deux méthaniers de 125,000 mètres cubes préférentiellement affrétés. Au chapitre des coûts de construction, on verra à la section suivante que la moyenne des prix des divers projets conduit à un estimé très approximatif de 675 millions de dollars 1981 (plus 170 millions d'intérêt durant la construction - I.D.C.).

- Comparaison des coûts de construction

À partir des documents déposés par les promoteurs auprès de l'Office National de l'Énergie, on peut tenter de comparer approximativement les coûts de construction de chaque projet. Cependant, en raison de l'inhomogénéité des présentations et des méthodes comptables, un certain nombre de données ont dû être grossièrement interpolées pour les fins du présent rapport, et ceci sans présumer de l'opinion des auteurs respectifs (qui n'ont pas été consultés). Les résultats sont présentés sur le tableau IX, assortis des remarques de la page 58.

En parcourant le tableau IX, quelques données paraissent difficiles à concilier, particulièrement en ce qui concerne les coûts de construction de l'usine de liquéfaction, mais les propositions sont trop peu explicites à cet égard pour que les raisons puissent en être spécifiées.

D'une façon générale, les projets à l'étude au Canada comporte tous d'importants investissements au niveau des gazoducs d'approvisionnement. Seul le projet GNLQ peut bénéficier d'un réseau essentiellement en place, et amorti par d'autres considérations. Pour les autres éléments de projet, des coûts empiriques raisonnables ont été arrêtés pour l'éventuel projet GNLQ:

TABLEAU IX
 PROJETS CANADIENS DE GNL
 COMPARAISON DES COÛTS DE CONSTRUCTION

Capacité Projet	Dévelop. aux puits	\$ 1981						\$ Courant			
		PIPELINE	SITE ET PORT	USINE LIQUÉFACTION	STOCKAGE	TRANSPORT MÉTHANIER R & D	I.D.C.	TOTAL CONSTRUCTION	I.D.C.	\$ par 100 Bcf	
95 Bcf PPA	-	138	464	197	138	625 (2 unités)	101	850 ^a	2,530	1,120	3,850
					1 680						
165 Bcf TRANSPAC	3,300 ^b	650	165 ^c	500 ^c	140 ^c	1,270 (4 unités)	-	1,000 ^d	4,000 ^d	2,000 ^d	3,640
					2 730						
100 Bcf RIM	200 ^e	350	241 ^f	130 ^f	94 ^f	621 (3 unités)	-	4509	2,110	651	2,760
					1 440						
150 Bcf DOME	?	550 ^h	150 ⁱ	695 ⁱ	130 ⁱ	(Affrète- ment 150/an) (5 unités)	-	400	2,540 ^j	537	3,380 ^k
					1 720						
100 Bcf GNLQ	-	125 ^l	150 ^m	300 ⁿ	100 ^p	(Affrète- ment 80/an) (2 unités)	-	170	850	220	2,070 ^q
					675						

REMARQUES SUR LES ÉLÉMENTS DU TABLEAU IX

- a- 850 millions \$ 1981, soit \$1,122 million tel que dépensé
- b- La proposition TRANSPAC mentionne \$3,3 milliards (\$ 1981), sans détailler. De plus on mentionne aussi un complexe pétrochimique de \$1,0 milliard (\$ 1981)
- c- Ventilation faite par l'auteur
- d- Estimé approximativement par l'auteur
- e- Sur 10 ans, \$373 millions seront dépensés pour la prospection en C.B.
- f- La proposition RIM ne détaille pas. Ventilation faite par l'auteur selon PPA (Barge LNG=\$30 millions, Barges stockage = \$44 millions)
- g- \$651 millions tel que dépensés en 4 ans
- h- À être construit par Westcoast. Pas de détail dans la proposition
- i- Ventilé par l'auteur
- j- Inclut les pipelines, mais exclut les méthaniers
- k- Pour fin de comparaison, on a ajouté 2,000 millions aux coûts escaladés de construction pour prendre en considération le coût des 5 méthaniers (2 neufs, 3 usagés).
- l- On impute au projet \$50 millions pour la traversée du fleuve et \$75 millions pour le gazoduc Québec/Gros-Cacouna.
- m- Le projet RIM est le plus similaire au projet GNLQ, cependant ses évaluations paraissent optimistes.
- m,n,p- Extrapolés du projet RIM.
- q- Pour fin de comparaison, on a ajouté 1,0 milliard aux coûts escaladés pour prendre en considération le coût de 2 méthaniers neufs.

	(millions \$ 1981)
Pipeline	125
Site et port	150 (Projet DOME, le plus explicite)
Usine de liquéfaction	300 (moyenne pondérée en capacité)
Stockage	100 (moyenne pondérée en capacité)
Méthanier	<u>(Affrètement)</u>
Total	675 millions \$ 1981

À partir des divers calendriers de projets, il apparaît possible de mettre en service le projet GNLQ, 3 ans après le début des travaux. Aux coûts de construction ci-haut, il faudrait donc ajouter

environ 170 millions (\$1981) à titre d'intérêt durant la construction, pour un coût total à la mise en service (excluant les méthaniers) d'environ 845 millions de dollars 1981 ou approximativement 1,07 milliards de dollars tel que dépensés (incluant I.D.C.).

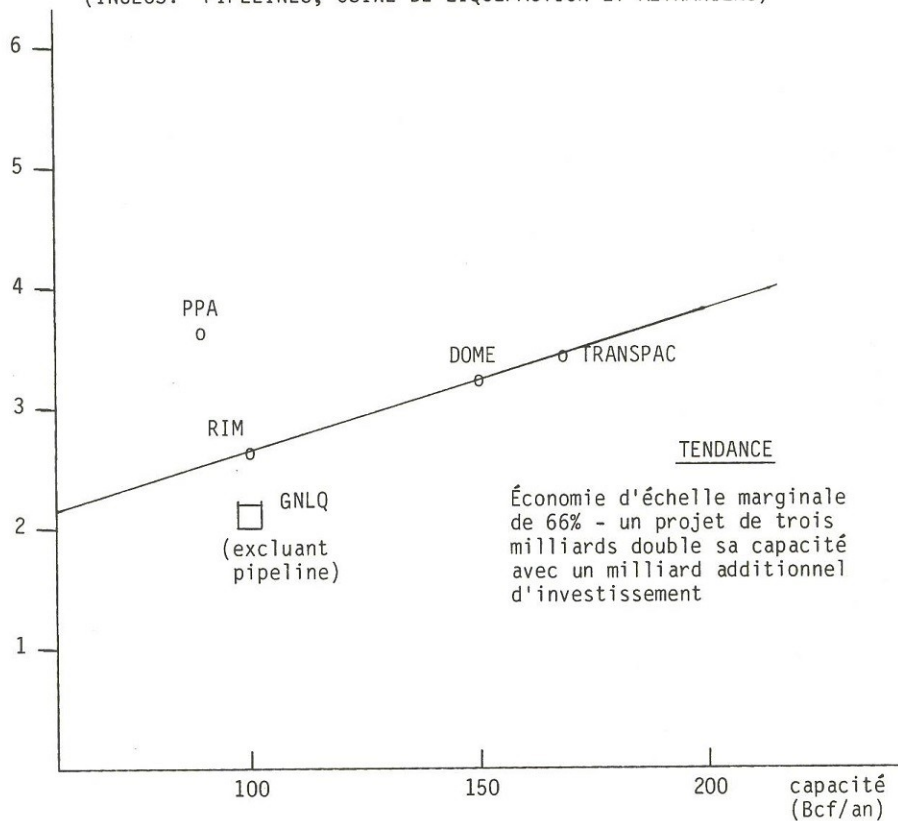
Pour fins de comparaison des projets, le coût des méthaniers a été capitalisé à raison d'environ 500 millions de dollars chacun, afin de calculer le coût total en dollars courant par 100 Bcf/an de capacité (colonne d'extrême droite). Ce coût unitaire, de chaque projet est porté sur le Tableau X de la page 61. Le projet GNLQ paraît le plus attrayant, en terme d'immobilisation tout au moins.

Évidemment, les présents estimés sont empiriques et très approximatifs, néanmoins, ils devraient permettre d'apprécier la situation relativement aux coûts de construction du GNLQ.

PROJETS CANADIENS DE GNL

COÛT TOTAL PAR 100 Bcf/an

EN MILLIARDS \$ TEL QUE DÉPENSÉS
(INCLUS: PIPELINES, USINE DE LIQUÉFACTION ET MÉTHANISERS)



TABEAU X

- Comparaison des coûts d'opération

Les coûts d'opération (\$1981) pour les projets canadiens de GNL ont été regroupés sur le tableau XI. On note une sensible homogénéité des coûts d'opération par 100 Bcf de capacité annuelle, allant de 59 à 74 millions de dollars 1981 par an. En plus de supporter les coûts d'immobilisation du Gazoduc Québec-Ouest/Gros-Cacouna, le projet GNLQ devra assumer des frais d'opération de l'ordre de \$2 millions par an. Afin de rendre les comparaisons possibles, le tableau XI se limite strictement aux frais d'opération, et exclut entre autre les frais de service de TCPL et de TQ&M, évalués à \$132 millions en 1982 (pour 100 Bcf par an selon le tableau XIII), ainsi que les loyers d'affrètement des méthaniers (sans équipage) estimé à environ \$80 millions par an. Ces coûts seront traités séparément (tableau XIV).

PROJETS CANADIENS DE GNL

COMPARAISON DES COÛTS D'OPÉRATIONS (\$1981)

(Excluant les achats de gaz et les coûts de financement)

	GAZODUC	USINE GNL	MÉTHANIER	TOTAL	\$ / 100 Bcf
PPA (95 Bcf/an)	1,4	21	34	56	59
TRANSPAC (165 Bcf/an)	7,8	40	53	101	61
RIM (100 Bcf/an)	8,0	13	38	59	59
DOME (150 Bcf/an)	7,0	44	*60 excl. affrètement (150/an)	111	74
GNLQ (100 Bcf/an)	2	30	*40 excl. affrètement (80/an)	72	72

* Valeurs estimées par l'auteur

TABLEAU XI

- Comparaison des états financiers vers 1990

Chacun des promoteurs de projets de GNL a présenté à l'Office de l'Énergie une analyse financière itérative sur 20 ans, en supposant une inflation de 10%, un taux d'intérêt d'environ 18%, et une augmentation réelle de 2%/an du prix du GNL. Une compilation sommaire approximative des résultats est présentée sur le tableau XII, pour une année entière vers 1990.

D'une façon générale la part d'autofinancement est d'environ 30% (de 22 à 39), et le rendement sur équité après impôt se situe autour de 25% (14 à 33) avec une assez large dispersion. Sans s'écarter de ces observations générales on peut tenter d'établir un bilan raisonnable pour le projet GNLQ, en tentant de fixer le coût de service qui assure la viabilité du projet. Évidemment, la colonne de droite concernant le projet GNLQ résulte du présent chapitre.

PROJETS CANADIENS DE GNL
COMPARAISON DES BILANS FINANCIERS VERS 1990
(en millions\$ courants)

	APP (95 Bcf/an)	TRANSPAC (165 Bcf/an)	RIM (100 Bcf/an)	DOME (150 Bcf/an)	GNLQ (100 Bcf/an)
Actif total (ASSETS)	2 388	* 4 000	2 540	* 2 540 + méthaniers	* 850 + méthaniers
Revenu brut des ventes de GNL moins: coûts des Achats de gaz	1,576 (15,7\$/GJ) 186 (1,61\$/GJ)	1,469 (9\$/GJ) * 489 (3\$/GJ)	? 1,673 (17\$/GJ) 1,108 (10\$/GJ)	2,082 (13,7\$/GJ) 1,044 (6,5\$/GJ)	1,700 (16,0\$/GJ) 764 (7,6\$/GJ)
Différentiel vente - achat moins: coûts d'opération, de financement et taxes)	1 390	980	869	1 038	936
Revenu Net après impôts (50%)	1 282	* 673	735	905	871
Équité des actionnaires	292	307	134	133	65
Rendement (Dividendes/équité)	924 31%	* 940 33%	570 23%	* 950 * 14%	* 260 25%
Indication pour l'avenir	11% en 1987, 55% en 1995, 101% en 2000, 3800% en 2005	pas d'indication	16% en 1987, 13% en 1995, 33% en 2000, 40% en 2005	Constant de 1987-91	?
RAPPORTS ÉQUITÉ / VALEUR	39%	* 23%	22%	* 36%	30%

* valeurs extrapolées ou estimées indirectement

TABLEAU XII

L'approximation des coûts de service est présentée sur le tableau XIV pour les années 1981 (en supposant le projet en opération) et 1990. On constate que les paiements aux producteurs seraient négatifs en 1981 (-0,71/Mcf) mais très substantiels en 1990 (+7,64/Mcf). Les coûts de service paraissent raisonnables (à partir de 1990) si on les compare par exemple à ceux estimés par Dome pour son projet de GNL dans l'Ouest (CDN\$ = 0,90 US\$):

	<u>Dome (FOB B.C.)</u>		<u>GNLQ (CIF France)</u>
	\$US/GJ	\$CDN/Mcf	\$CDN/Mcf
1981	-	-	6,09
1986	4,37	5,18	-
1990	7,04	8,35	9,36

TRANS QUÉBEC MARITIMES
Prix/Coût du gaz naturel système impérial
Août 1982

1000 pieds³

\$7,18 ⁽¹⁾	Prix auquel Gaz Métropolitain vend le gaz naturel à ses clients résidentiels pour l'utilisation chauffage et chauffe-eau (maison unifamiliale, 135 mpc), incluant la taxe de vente de 9%.
\$3,96	Prix de gros à Montréal ou Toronto.
0,67	Taxe d'accise.
0,15	Taxe de canadianisation.
\$3,141	Prix à l'arrivée de Montréal ou Toronto (city gate price).
0,815 ⁽²⁾	Coût de service de TCPL de la frontière de l'Alberta à Toronto/Montréal.
\$2,326	Prix à la frontière de l'Alberta.
0,485	Coût de service de TCPL en Alberta.
\$1,841	Prix à la tête de puits pour les producteurs de TCPL.
1,041	Ajustement de prix pour tenir compte des quantités exportées à \$4,94 US/Mpc du gaz en provenance de l'Alberta.
\$2,882	Revenu réel à la tête de puits, pour les producteurs sous contrat avec TCPL.

(1) et (2) voir notes du tableau "système métrique".

Phi P. Dang
 Service des ventes
 82-09-27

(DONNÉES NON OFFICIELLES)

TABLEAU XIII

Initialement, les frais de service seraient légèrement supérieurs aux prix de vente CIF Europe, de sorte que le projet ne sera alors pas viable. Cependant, si les producteurs et les propriétaires du projet GNLQ acceptaient quelques concessions et consentaient à différer certains paiements, le projet pourrait à moyen terme devenir économiquement intéressant. Si l'on se base sur les données 1990, les paiements aux producteurs (\$7,64/Mcf) pourraient être sensiblement plus élevés que le prix réglementé à la frontière de l'Alberta pour le gaz destiné à l'exportation (possiblement \$4,60/Mcf); et cette situation permettrait le plein paiement du prix réglementé, ainsi qu'une contribution à l'"export flowback".

Pour fin de comparaison avec les projets de l'Ouest canadien, ces estimés pour le projet GNLQ ont été rapportés sur le tableau XII. On constate une proche similitude avec les états financiers du projet RIM, bien que selon les hypothèses retenues, ce scénario ne prévoit pas une agressive compétition sur le marché européen du GNL. Toutefois, il pourrait y avoir place à concession de la part des producteurs vers 1990, afin de soutenir le développement de nouveaux marchés pour leur gaz.

PROJET DE GNLQ (100 Bcf)

Approximation des coûts de service et paiements aux producteurs
pour les années 1981 et 1990
(en millions de \$)

<u>A- Donnée de base:</u>	*\$ 1982 \$ 1981	\$ 1990
Actif total	850	850
Équité (30%)	260	260
Emprunt	590	590
<u>B- Coûts de service</u>		
Frais de financement (590 à 18%)	106	106
Taxes et amélioration (6% de 850)	51	51
Frais d'opération	72	170
Loyer d'affrètement	80	188
Frais de service TCPL et TQ&M	132	200
Réserve et imprévus	10	21
Profits (dividendes et impôts) (rendement de 25% après impôts)	130	130
Énergie (7Bcf 1982, \$4,00/Mcf)	28	70
Total des coûts de service (du puits au GNL - Europe)	609	936
<u>C- Redevances aux producteurs</u>		
Prix payé CIF (Gaz Algérien en France)	6,80/Mcf	16,00/Mcf (escaladé à 12%)
MOINS		
Coûts de service (du puits au GNL - Europe)	6,09/Mcf	9,36/Mcf
Redevances aux producteurs	-0,71/Mcf	+7,64/Mcf
Répartition :		
- Prix réglementés frontière Alberta	1,84	4,60 (?)
- Export flowback (\$1,04 en 1982)	-2,55	+3,04

Cependant, il est possible qu'une étude technique et économique plus détaillée parvienne à comprimer les coûts, particulièrement au chapitre de l'affrètement et des coûts d'opération. De même, en 1981, les impôts et dividendes représentent environ 25% des coûts de services, et il est probable que s'ils étaient différés, l'économie du projet serait meilleur. D'autre part, comme il s'agit de surplus gazier correspondant à une sous-utilisation du réseau de transport de TCPL, ce dernier pourrait peut-être concéder un prix de transport moindre? Le Gouvernement Canadien pourrait peut-être subventionner le gazoduc Québec/Gros-Cacouna? Finalement, quant aux producteurs, ils obtiendront peu pour leur gaz les premières années, mais devraient récupérer cette concession assez rapidement, à moins qu'une taxe à l'exportation ne vienne accaparer une partie de cette marge probable.

Depuis l'entente Alberta-Canada, les producteurs sont assurés d'un prix minimum pour le gaz domestique à la frontière de l'Alberta, et les coûts de service des projets de transport ou d'exploitation ont pour leur part un rendement garanti. Ce schéma a été développé avec l'intervalle appartenant au champ de taxation fédéral. Pour les projets d'exportation, cette règle ne semble pas s'appliquer, de sorte que le trésor fédéral ne devrait pas souffrir directement d'une rentabilité initiale marginale.

Néanmoins, ces quelques considérations économiques sommaires laissent entrevoir une faible marge de manoeuvre financière pour le projet de GNLQ, du moins au cours des premières années.

D'autre part, tenant compte des incertitudes du marché européen, il serait audacieux de compter sur des économies d'échelles d'ailleurs incertaines (en augmentant la capacité), pour assurer la viabilité du projet.

VIII- ÉLÉMENTS DE STRATÉGIE

Bien que seul le marché japonais du GNL paraisse certain pour les deux prochaines décennies, l'Europe ne fermera vraisemblablement pas la porte à cette filière, dont l'unique fournisseur actuel est l'Algérie. C'est surtout pour s'affranchir du monopole algérien de GNL que l'Europe devrait montrer beaucoup d'intérêt au GNL de l'Est canadien. Cependant, les prix payés pour le GNL Algérien sont déjà très élevés, et il est peu probable que l'Europe (France et Espagne) y ajoute une surprime significative de diversification, surtout que la diversification par gazoduc va bon train.

Du côté Canadien, si le projet de GNLQ est prometteur, les producteurs ne devraient pas avoir de difficultés à convaincre l'O.N.E. d'autoriser le projet sur une base de coûts de service, et ceci même après l'expiration de l'entente Alberta-Canada, en 1986. Il faut comprendre que les producteurs tentent désespérément de vendre leur gaz, mais ne voudraient pas voir les intermédiaires comme GNLQ encaisser de gros profits. D'un autre côté, ceci atténue considérablement les risques financiers au niveau des intermédiaires, puisque leurs coûts de service (incluant un rendement raisonnable) sont fixés par l'O.N.E.

Cependant, plusieurs projets sont simultanément à l'étude au Canada, ce qui engendre des tensions considérables entre les promoteurs, et amène l'Office National à arbitrer plutôt qu'à appuyer les projets. Dans la conjoncture actuelle, c'est le détenteur d'un contrat de vente de gaz naturel à l'étranger qui paraît en meilleure position pour développer son projet (cas de Dome dans l'Ouest). Évidemment, il faudra posséder au moins des options sur la ressource.

Dans l'Est canadien, la proposition du projet GNLQ risque d'affoler les promoteurs du projet pilote de l'Arctique et ceux de l'Île de Sable, car chacun convoite plus ou moins directement le marché du GNL en Europe. Idéalement, on aurait intérêt à trouver une place et un calendrier pour chacun des trois projets, plutôt que de mener une guerre ouverte susceptible de faire fuir les clients européens, peu désireux d'être coincés dans un débat avant tout canadien. C'est dans ce contexte que le présent rapport avance l'idée d'un Centre de Communication Gazier International, dont le promoteur pourrait solliciter les marchés européens au nom du Canada.

Au cours des 10 dernières années, les intervenants du secteur énergétique ont fait face à d'importants revirements de conjonctures, qui leur ont sans doute appris l'importance d'inclure la flexibilité et la possibilité de reconversion dès la planification des projets. Cet élément à lui seul avantage grandement les sites au Québec. Cependant, l'O.N.E. et les partenaires de l'Ouest n'ont pas de raisons de soutenir des projets au Québec, surtout après "l'Aventure TQM", où les coûts ont monté en flèche, les relations de travail conduit au sabotage, et où les diverses autorités tendent à dicter le cheminement du projet. Quant à l'attitude politique, tous ces intervenants ont par exemple, entendu le Québec menacer la progression du gazoduc vers les maritimes pour des considérations de tracés dans le bas du Fleuve. Il ne leur en faut pas plus pour anticiper l'arrêt des livraisons de GNL par le Québec sans prétexte valable. Ces exemples seront surtout évoqués par les opposants inconditionnels et tout porte à croire qu'il y en aura. Il pourrait être utile de désamorcer ces réactions par une brochette de garanties politiques à l'égard d'un projet international de GNLQ.

La formation du consortium peut également révéler l'attitude des promoteurs et du Québec à long terme. Par exemple, si seul les producteurs albertains sont invités, les producteurs de l'Est pourraient bouder le pro-

jet avec de graves conséquences à long terme. Il pourrait donc être utile d'inviter un grand nombre d'intervenants à collaborer en diverses phases, la première privilégiant les producteurs albertains par exemple. Et de même pour la participation des pays acheteurs, ainsi que des transporteurs par gazoduc.

De plus, dans le cadre d'un projet international comme le GNLQ, il ne faudrait pas minimiser l'appui du Gouvernement Fédéral. De fait, il est presque impossible de réaliser un tel projet sans la complicité des grandes agences canadiennes, dont Pétro-Canada, de l'Office National de l'Énergie, du Ministère de l'Énergie, Mines et Ressources, ainsi que des hommes politiques sur la scène fédérale. De fait, le gouvernement canadien, avec ses pouvoirs sur l'exportation du gaz, est le catalyseur capable de mettre ensemble toutes les parties impliquées, dont l'Alberta, le Québec et les provinces maritimes. Dans ce sens, il y aurait intérêt à ce que le projet GNLQ soit dès que possible appuyé par le gouvernement Canadien.

Finalement, il est important de situer le projet GNLQ dans le cadre des priorités de développement des principaux promoteurs et du Gouvernement du Québec. Il est facile de proposer des projets, il est plus difficile

d'en promouvoir le cheminement; d'où l'importance de définir le niveau d'engagement et de volonté. Aucun projet majeur suscitant la compétition internationale ne peut se développer sans un engagement inconditionnel et soutenu.

X- APPRÉCIATION GÉNÉRALE

Si le gazoduc Alberta-Québec n'était pas en place, personne ne songerait un instant à proposer l'exportation du gaz naturel albertain par méthanier (GNL) vers l'Europe. En un sens, il faut reconnaître que l'Europe n'est pas un client naturel pour le gaz albertain, cependant, le gazoduc existe, et la présente conjoncture énergétique fait en sorte que ce gazoduc sera légèrement sous utilisé au cours de la prochaine décennie. Pendant ce temps, des dizaines de producteurs albertains ne peuvent écouler leur surplus de gaz naturel faute de marché, et les européens (particulièrement la France) aimeraient bien se libérer du monopole algérien d'approvisionnement en GNL. Voilà donc une situation propice au développement d'un projet d'exportation de GNL depuis l'Est Canadien.

Techniquement, le projet ne présente pas de défi particulier, et le site de Gros Cacouna pourrait éventuellement très bien convenir.

Reste les considérations économiques. Le présent rapport s'appuie considérablement sur les descriptions de projets de GNL présentement à l'étude sur la côte Ouest du Canada.

Un effort particulier a été porté à la comparaison des caractéristiques physiques et économiques des divers projets canadiens, avec l'éventuel projet GNLQ. Il ressort de cette analyse qu'aucun des projets de GNL ne présente une substantielle marge de manoeuvre financière. Les projets de l'Ouest sont plus exigeants en capitaux, mais le marché japonais paye davantage que le marché européen, et est probablement plus solide à long terme.

Dans l'Est canadien, il est probable que le présent climat économique favorise nettement le projet GNLQ, par rapport aux projets plus risqués et moins immédiats de l'Île de Sable ou de l'Arctique. Le projet GNL est raisonnable en terme d'investissement, et l'accès à des surplus de gaz à bon prix en assurerait sa viabilité.

Comme la plupart des projets requérant de larges capitaux, les premières années sont les plus difficiles financièrement. Sur la base des coûts de service, les redevances aux producteurs seront initialement négatives ou minimales, mais les perspectives indiquent de substantiels retours aux producteurs après quelques années.

La présente étude fait un survol des diverses facettes d'un tel projet, mais ne peut permettre de trancher définitivement la question du projet GNLQ. La méthode est trop empirique, néanmoins elle trace une première trame de références auxquelles il peut être utile de se référer.

BIBLIOGRAPHIE

Projet pilote de l'ARCTIQUE; Requête et documents déposés par Pétro-Canada à l'Office National de l'Énergie.

TRANSPAC LNG Project; Requête et documents déposés par Carter Energy à l'Office National de l'Énergie.

RIM LNG Project; Requête et documents déposés par Pétro-Canada à l'Office National de l'Énergie.

DOME LNG Project; Requête et documents déposés par DOME à l'Office National de l'Énergie.

American Report on Energy world view of year 2000 - collectif; Petroleum Economist, March 1982.

LNG Market, Slower growth for the 1980s - J. Segal; Petroleum Economist, December 1980.

LNG Market, Pricing structure in disarray - J. Segal; Petroleum Economist, December 1980.

World natural gas, Price still the main issue - G.V. Hough; Petroleum Economist, August 1982.

Fifteenth World Gas Congress, Price... Always Prices - G. Dupuy; Pétrole Informations Internationales, July 8, 1982.

Congrès Mondial du Gaz, le Gaz en question - G. Dupuy; Pétrole Informations Internationales, 27 mai 1982.

Natural Gas, Growing strenght of the USSR - J. Segal; Petroleum Economist, August 1981.

Gaz Soviétique branché sur le réseau - G. Dupuy; Pétrole Informations Internationales, 4 février 1982.

Gaz, l'industrie mondiale en veilleuse - G.D. Pétrole Informations Internationales, 18 février 1982.

Big outlay seen for oil, gas work off Norway - Oil & Gas Journal, May 17, 1982.

Gas surplus adds to problems of Canadian petroleum industry; Oil & Gas Journal, may 17, 1982.

- Gas surplus puts squeeze on pipelines and producers - D. Cowan and R. Hagar; Oil & Gas Journal, July 19, 1982.
- Rencontre France-Canada, Profiter du gaz - J.P. Tuquoi; Pétrole Informations Internationales, 15 avril 1982.
- Development options for Alberta Batural Gas - D.J. Hawghey and K. Varangu; Paper presented at the 33rd Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM in Calgary, June 6, 1982.
- Natural gas across european frontiers - B.A. Rahmer; Petroleum Economist, December 1980.
- UK NORTH SEA, development slowing down - M. Quinlan; Petroleum Economist, June 1982.
- Les réserves gazières européennes - J.P. Tuquoi; Pétrole Informations Internationales, 27 mai 1982.
- Situation de gaz de France en 1981 - Pétrole Informations Internationales, 8 juillet 1982.
- France agrees deal with Algeria; Petroleum Economist, March 1982.
- Nigeria, fading LNG Export hopes; Petroleum Economist, march 1982.
- After LNG, Nigeria studies natural gas pipeline to Europe; Oil & Gas Journal, May 17, 1982.
- Letter signed with France for South Korean LNG Facilities; Oil & Gas Journal, September 27, 1982.
- Liquéfaction du GN, le Cameroun choisit Tealarc - G.D.; Pétrole Informations Internationales, 1er avril 1982.
- Algeria resumes LNG shipment to USA - Petroleum Economist, October 1982.
- Tankers, no balance in sight - E.S. Tucker; Petroleum Economist, April 1982.
- Tanker markets, Decade of change - E.S.T.; Petroleum Economist, March 1982.
- New Oil & Gas finds point to brighter future to Burma - G.V. Hough; Petroleum Economist, April 1982.

Canada Energy Low Service - Editors, CD Hunt and A.R. Lucas; Distributed by Richard De Boo Limited, Toronto.

La fixation des prix et la taxation des ressources énergétiques; Entente Canada-Alberta, 1er septembre 1981.

Le Programme Énergétique National - Énergie, Mines et Ressources, Canada.

Les perspectives de l'industrie canadienne du gaz - Marc Lalonde; Discours présenté à la 15^e Conférence Mondiale du gaz, Lausanne, Juin 1982.

