

LNG POR EL ATLÁNTICO

Contenido: Objetivo - Mercado del LNG en EE.UU.- El proyecto y su Operación - Inversión – Gasoductos - Planta LNG – Puerto – Transporte Marítimo - Evaluación Económica – Conclusiones

1.- Objetivo

El presente trabajo tiene como finalidad demostrar la factibilidad técnico-económica de un proyecto de exportación de gas natural licuado proveniente de Bolivia y eventualmente de otras cuencas de Argentina. La evaluación esta presentada a nivel factibilidad y abarca los aspectos relevantes del proyecto incluyendo gasoductos, plantas de licuefacción, puertos y barcos como asimismo una evaluación económica.

2.- El mercado de LNG en EE.UU.

Hace menos de 15 años proponer un transporte de entre 5.000 y 10.000 kilómetros promedio, por vía marítima de un líquido inflamable como el gas natural licuado, a presión atmosférica y enfriado a -161°C , parecía una proposición antieconómica.

Por aquel entonces, las perspectivas del crecimiento del uso del LNG estaban siendo puestas en duda por lo ocurrido durante la década de 1970 y comienzos del 80. etapa en la que, se construyeron en EE.UU., cuatro terminales de recepción de LNG. Como consecuencia de la primera crisis de oferta de gas natural ocurrida a mediados de dicha década, tres de esas terminales fueron desactivadas al igual que los barcos construidos para transportar LNG desde Argelia a la costa este de EE.UU.

Dow Chemical construyó una refinería para paliar los efectos de la falta de oferta de gas natural, a la que nunca puso en régimen y finalmente fue desmantelada. La crisis de 1970 fue originada por la declinación de los yacimientos on-shore de Texas y Louisiana. América del Norte resolvió su crisis de abastecimiento de gas natural con descubrimientos y desarrollo off shore Golfo de México (Texas y Louisiana), San Juan Basin y Alberta Canadá, quedando así postergadas las perspectivas de importación de LNG. En la actualidad, todas las terminales para recepción de LNG han sido reactivadas y los barcos otrora inmovilizados, están hoy operando con contratos de largo plazo ¿Se repetirá la historia en la actual coyuntura? ¿Tienen sentido los numerosos proyectos de terminales de recepción y licuación de LNG? Fig 1 ¿Terminaran desactivados tanto terminales y como barcos como ocurrió entre 1980 y el 1999-2000?

FIGURA 1

Ubicación (propietario)	Cap.almacenaje	Cap. Despacho		Acceso a la capacidad
	bcf	Promedio	Máximo	
Everett, Mas (Distrigas/Tractebel)				Tractebel (sin acceso abierto)
Existente	3.5	435	550	
Expansión	0.85	480	600	
Cap. Expandida 2005	4.35	915	1.150	
Lake Charles, La. (Couthern Union Panhandle)				BG
Existente	6.3	630	1.000	
Expansión	3.0	570	300	
Cap. Expandida 2005	9.3	1.200	1.300	
Cove Point, Md (Dominion Resources) – apertura 2004				1/3 Shell, 1/3 PB, 1/3 Snohvit LNG
Existente	5.0	750	1.000	
Expansión	2.8	250	320	
Cap. Expandida 2005	7.8	1.000	1.320	
Elba Island, Ga. (El Paso/Southern LNG)				El Paso Merchant Energy, Marathon c/opción de hasta 41%. Shell tiene acceso de expandir capacidad a partir 2005.
Existente	4.0	446	675	
Expansión	3.3	360	540	
Total 2005	7.3	806	1.215	
Total cap. Existente	18.8	2.256	3.225	
Total cap. Expandida	28.75	3.915	4.985	
Penuelas, Puerto Rico (EcoEléctrica)				EcoEléctrica
	3.5	186	--	

1cf=0.028317m³ b=MMM

El aumento del consumo de gas natural en los países industrializados, junto con la declinación de la producción en EE.UU. y el estancamiento de la producción en Canadá están llevando a un aumento paulatino de los precios del gas natural en esos mercados y arrastrando hacia arriba a los precios a nivel mundial.

La normativa ambiental sobre emisiones originadas por el uso del carbón, como asimismo las restricciones para el desarrollo de la energía nuclear propician cierta rigidez de la oferta energética, lo que aunado a la imposibilidad de llevar a cabo la exploración de hidrocarburos en zonas con potenciales reservas, como por ejemplo los parques nacionales en EE.UU., la vertiente norte de Alaska y el off shore de Florida en el golfo de Méjico, han coadyuvado para que el gas natural licuado se convierta en una fuente energética económica y ambientalmente aceptada, tanto en EE.UU. como en Europa.

El consumo de gas natural se ha demostrado como altamente inelástico, como surge de la **Fig 2**, la duplicación de los precios Nymex US\$ 3.0 a 4.70 /MMBtu, en los últimos dos años no se ve reflejado en una caída drástica del consumo de gas natural en EE.UU. La caída proyectada para el año 2003, es de sólo el 3.3%.

Durante gran parte del Siglo XX, se consideraba como un fracaso exploratorio cuando se descubría ocasionalmente gas natural, cuando el objetivo era hallar petróleo, y por ende, el destino del gas era la antorcha; hoy en cambio la situación es absolutamente diferente, en

EE.UU., el valor del gas natural – teniendo en cuenta su contenido calórico - es equivalente al del petróleo (gas natural US\$ 4.5 -5.0 \$/MMBtu = precio del petróleo US\$ 26-30/Bbl).

3.- Estado de Situación en América del Norte:

- Cada nuevo pozo de gas perforado en EE.UU. produjo en el 2001 un promedio de 0,4 MMm3/día mientras el promedio de 1999 era de 0,67 MMm3/día.
- Los yacimientos antiguos como Hugoton y Anadarko son explotados con recompresión para ingreso a gasoducto, con apenas pocos kilos de presión en boca de pozo. Estos yacimientos fueron originariamente de gas de alta presión. La mayoría de las empresas productoras no reponen reservas equivalentes a la totalidad de su producción.
- Los últimos balances trimestrales de las empresas internacionales del sector, anunciaron declinación en la producción de hidrocarburos dentro de un contexto de aumento de precios (entre otras, Exxon, Amerada Hess, y Royal Dutch).
- Los precios de los futuros Nymex en el 2003 superaron siempre los 4.5 \$/MMBtu., mientras que los valores promedio durante la década del 90 no superaron los 2.5 \$/MMBtu.
- Canadá anuncio que llegó al límite de su capacidad de producción en sus yacimientos de Alberta.
- Por primera vez un presidente de la Reserva Federal de EE.UU. se refirió a un commodity en su informe semestral al Congreso. Alan Greenspan afirmó que la competitividad de EE.UU. estará comprometida con un precio de gas natural de 6.0 \$/MMBtu.
- Méjico continúa siendo un importador neto de gas natural
- Las empresas concentradas en el upstream del gas natural han demostrado desde el año 2000 una muy buena performance en la Bolsa de Nueva York, tal es el caso de Burlington Resources, XTO, Ultra Petroleum, Devon Energy y otras.

3.1.- EL MERCADO NORTEAMERICANO DE GAS NATURAL (en MMMm3/año)

Fig 2

AÑO	2000	2001	2002	2003
Producción	577	589	570	570
Importaciones	101.6	107	108	107.1
LNG	6.5	6.8	6.5	8.6
Pérdidas	58.5	54.9	105.5	101.1
Almacenamiento	23.7	(33.0)	12.8	2.8
Total aprovisionamiento	650.4	615	593.3	594.6
Exportaciones	7.0	10.7	14.7	17.1
Consumo total	643.4	604.5	577.5	577.5
Precios promedio NYMEX US\$/MMBTU	2.35	3.0	3.5	4.7

3.2.- Posibles Soluciones

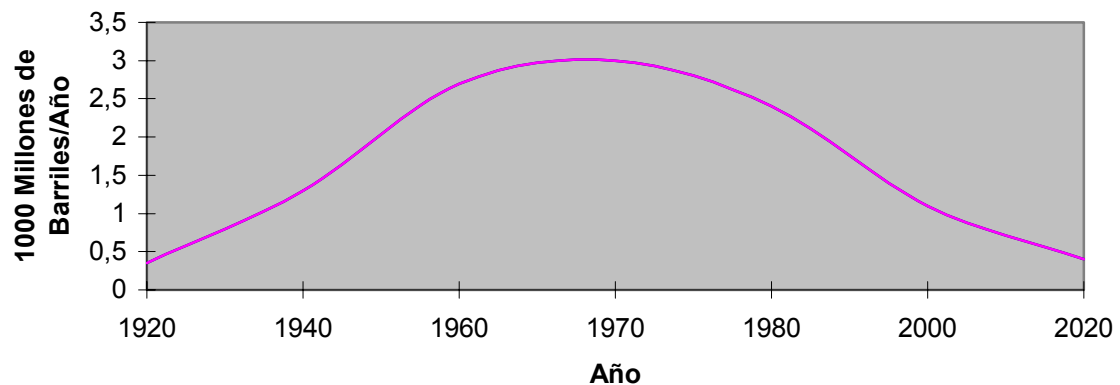
En el seno del Gobierno de los Estados Unidos se impulsó y está bajo proceso de discusión, un Acta de Energía (Energy Bill) que próximamente habrá de ser aprobada, entre cuyos lineamientos generales se destacan:

- Impulso a la exploración y desarrollo de reservas en el delta del río Mc- Kenzie (Yukon) conjuntamente con aprobación para la construcción de un gasoducto entre dicha área y los EE.UU.
- Levantamiento parcial de las restricciones para explorar en zonas hasta ahora reservadas en Parques Nacionales.
- Aumento de la importación de LNG
- Eventualmente podría ser levantada la restricción para explorar la costa del golfo del Estado de Florida y se facilitarían las aprobaciones para la construcción de terminales de recepción de LNG adicionales.

La situación descrita tiene similitud con el escenario pronosticado por Hubbert relativo a la oferta de petróleo (**Fig.3**).

Fig 3

Curva de Hubbert sobre la Produccion de Petroleo en EE.UU.



En forma similar, Laherrere pronostica que la producción de gas natural mundial llegará a su punto máximo de 400.0 MMMM/año , en el 2030.

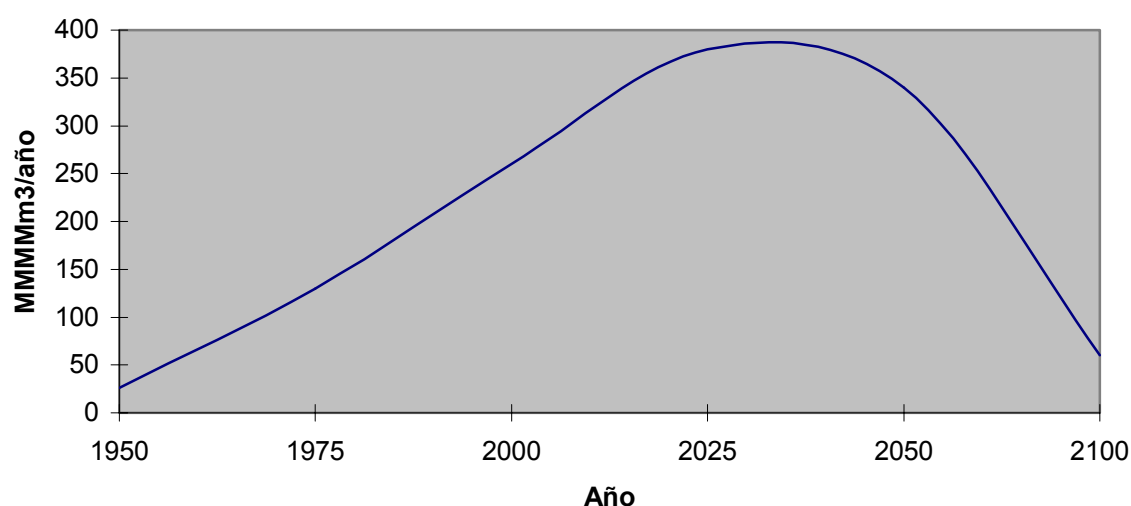
Este fenómeno se repite en forma parcial en regiones productoras, por ejemplo la producción de petróleo en EE.UU. continental está en franca declinación; el desarrollo de la producción de gas natural sigue la misma tendencia con su máximo desplazado en el tiempo.

La producción de hidrocarburos en América del Norte se encuentra en declinación, siendo ésto más evidente para el caso del petróleo. Este escenario fue pronosticado en 1974 por K. Hubbert geofísico de Shell Oil ante el Congreso de EE.UU. en forma de una curva

campana (**Fig 3**) con un máximo de producción en 1970. Dentro del mismo razonamiento J.Laherrere pronosticó un máximo de producción mundial de gas para el 2030 en 400 MMM de metros cúbicos (Fig 4).-

Fig 4

Producción y Pronóstico



En este escenario es posible concluir, con alto grado de certeza, que los precios del gas natural en EE.UU. continuarán firmes durante los próximos 20 años con futuros Nymex por encima de 3.5 \$/MMBtu durante todo el año y volúmenes estables en 600 MMM/año. La declinación de producción de gas natural en EE.UU y Canadá, será compensada por los proyectos mencionados anteriormente, y por la importación de LNG.

En resumen, un proyecto (*en cualquier lugar del mundo, como por ejemplo en Sud América.*) para la producción de 1.0 MM Ton/año de LNG, tiene mercado cierto en América del Norte con precios del orden de 3.25 \$/MMBtu, en particular en la costa Atlántica de EE.UU., donde operan las cuatro terminales de recepción y están ubicados la mayoría de los proyectos nuevos y de exportación.

4.- El Proyecto y su Operación

Un proyecto de exportación de LNG es intensivo en capital. Para la exportación de 1.0 MM Ton/año se requiere una inversión en infraestructura es del orden de los 300MM u\$s (incluyendo gasoductos, planta de licuefacción, almacenaje y puerto); por otro lado, la inversión implícita en barcos metaneros es del orden de los 350 MM u\$s. La factibilidad del proyecto de exportación de LNG, implica la existencia de los siguientes elementos básicos:

- Reservas comprobadas de gas natural del orden 30.0 MMM m³
- Contratos de venta de LNG a largo plazo(mínimo 15 años)
- Contratos de entrega de gas calzados con los contratos de venta de LNG.
- Contratos de transporte por gasoductos
- Contratos firmes de transporte marítimo.

Es viable la realización del proyecto en análisis con un capital fijo inicial mucho menor a los estimados para proyectos localizados dentro de la misma área geográfica de América del Sur, mediante el uso extensivo de la infraestructura existente.

De tal modo se prevé que el gas producido en los yacimientos del Sur de Bolivia, pueda ser inyectado en el gasoducto doméstico que conecta dicha zona con el gasoducto Norte de Argentina, para su transporte por territorio argentino hasta San Jerónimo (Pcia. de Santa Fe); allí, la corriente del gas natural a licuar, se combinaría con el gas proveniente de la cuenca neuquina. El gas sería derivado hacia los gasoductos paralelos al río Paraná, hasta la progresiva del gasoducto, cercana a la localización del puerto de exportación, desde donde partiría una derivación hacia la planta de licuación. La localización final del puerto estaría dada por la selección de barcos en base a su disponibilidad y el calado asegurado de navegación en el río. Adyacente al puerto a construir con las características descriptas, se ubicaría la planta de licuefacción, el tanque de almacenaje y el sistema de carga de LNG.

El sistema de carga de LNG podría usarse a su vez para la carga de barcasas fluviales que permitirían construir redes de distribución de gas natural a bajo costo y sin subsidios, mediante la instalación de tanques criogénicos de almacenaje de LNG en Resistencia-Corrientes, Asunción, y Posadas-Encarnación y eventualmente Formosa. Los tanques criogénicos serían abastecidos por las barcasas criogénicas de 10.000 m³ de LNG. La zona noreste de Argentina es de difícil gasificación porque la construcción de un gasoducto dedicado a la zona esta dificultada por cuatro circunstancias:

- La zona es cálida con gran estacionalidad en el uso de combustible para calefacción.
- La justificación de un gasoducto para generar energía eléctrica está dificultada por la presencia en la zona de dos de las mas grandes hidroeléctricas del mundo como lo son Itaipú y Yaciretá y el potencial hidroeléctrico de la zona de Corpus.
- Los gasoductos que vinculan Argentina y Bolivia con Brasil por Corumbá, Paso de los Libres y Montevideo, están operando muy por debajo de su capacidad de diseño, por lo que cuentan con capacidad excedente para transportar gas.
- Brasil anunció recientemente descubrimientos importantes de gas natural off-shore , que competiría con el gas de Bolivia-Argentina.

Por las consideraciones anteriores se hace muy difícil la justificación económica y por lo tanto la financiación de un gasoducto que sirva a la zona del Noreste de Argentina y Paraguay.

La **Fig 5** resume en forma de esquema el alcance del proyecto.

5.- Gasoducto Norte

Gas boliviano, proveniente de yacimientos localizados en la zona de Tarija, hasta un máximo de 4.0 MMm³/día (equivalente a 1.0 Ton/año de LNG), llegaría a la frontera Argentina por los gasoductos existentes hasta conectar con el Gasoducto Norte Argentino. El Gasoducto Norte operó durante el invierno 2003 con una inyección promedio de 19,7 MMm³/día. Mediante un simulador (Fig 6) se calcularon las modificaciones necesarias para el transporte adicional de 3,5 MMm³/día de gas natural en firme entre la frontera de Argentina y Bolivia y San Jerónimo (Pcia. de Santa Fe), estimándose así que resulta necesario instalar 148 Km de loops y 10.000 HP de potencia en la estación de compresión Ferreira (Pcia. de Córdoba). Se supone que el diferencial de 0,5 hasta la necesidad de 4,0 MMm³/día será contratada en forma interruptible.

La inversión estimada para el transporte de 3,5 MMm³ adicionales es la siguiente:

5.1.- Inversión Estimada

Cañerías, KM	148	12	42.624.000
Compresion, HP	10.000	600	6.000.000
TOTAL			48.624.000

6.- Planta de Licuefacción de Gas Natural

A los efectos de estimar la inversión se simuló una planta de licuefacción de 1.0 MMTon/año; el flow sheet de la planta está presentado en la **Fig 7**. La planta fue simulada con un sistema en cascada propileno- etileno, con recirculación de gas del flash primario hasta alcanzar la producción de diseño. La potencia estimada para operar la planta es de 60.000 BHP.

Fig 7

6.1.- Inversión Estimada

Intercambiadores m2	120.000	100	12.000.000
Compresores HP	60.000	600	36.000.000
		SUBTOTAL	48.000.000
Factor		3,5	
		TOTAL	168.000.000

La inversión estimada esta en línea con los datos de la literatura.(2) en los que se obtiene un valor de u\$s 170.000.000

7.- El Puerto de Exportación

La ubicación del puerto de exportación merece un cuidadoso estudio que tenga en cuenta el acceso, el calado requerido por los barcos y las maniobras de rotación del mismo.

La clave para la selección del puerto está dada por la navegabilidad de sistema Río de la Plata-Paraná hasta la ubicación del puerto sobre el río Paraná. El término navegabilidad está directamente vinculado con el calado mínimo asegurado para que un barco gasero de 90.000 m³ de capacidad de carga que requiere 10.1 m de calado, pueda navegar hasta el puerto. Una condición mas critica pero más conveniente desde el punto de vista económico es la utilización de barcos de 130.000 m³ que requieren un calado de 12.2 m.

La revisión de las cartas náuticas de navegación del Servicio de Hidrografía Naval permiten determinar que en primera instancia que los barcos de 130.000 podrían navegar hasta el km 130 del río Paraná, en las cercanía de Lima. El límite para los barcos de 90.000 estaría dado por el Km. 280 del río en la cercanía de San Pedro. A los efectos de la evaluación del proyecto se ha considerado la suma de 20.0 MM \$ para construir lo que en la terminología portuaria se denominan muelles marginales (3) con los correspondientes muertos de amarre y plataforma de trabajo. Este tipo de muelle es el que comúnmente se construye en las márgenes de ríos navegables.

Junto al muelle se prevé la construcción de un almacenaje criogénico de 130.000 m³ de capacidad con venteo integrado a la planta de licuacion de gas natural. El sistema de carga y de venteo juntamente con los brazos cargadores esta considerado como parte del sistema de almacenaje. La inversión prevista para esta sección de la planta es de 33.0 MMS

8.- Los Barcos

Los barcos de transporte criogénicos de gas natural licuado son barcos de construcción especial donde se prioriza la confiabilidad en la propulsión y la seguridad en la operación. Son los únicos barcos comerciales con propulsión a vapor por su confiabilidad. Usan como

combustible el propio boil-off de los tanques Los barcos tienen controles redundantes y un sistema autónomo de licuación de gas natural. Como referencia sobre detalles constructivos de los tanques y otras referencias puede consultarse (4).

Los precios de los barcos han descendido considerablemente en los últimos veinte años, por mayor competencia entre astilleros, la standardización en el diseño, y métodos de construcción en serie. En este momento existen 130 barcos operando y aproximadamente 30 en construcción.

8.1.- Precios de Barcos

Tamaño m ³	Precio u\$s
20.000	50.000.000
90.000	130.000.000
135.000	170.000.000

Los costos operativos de un barco de 130.000 m³ son del orden de 40.000 \$/día o equivalente a 0.95 \$/MMBtu para un transporte de 10.000-12.000 km. Los valores anteriores son los incorporados en la evaluación económica.

9.- Evaluación Económica

La inversión estimada, costos operativos (planta y barcos) y carga impositiva, fueron incorporados a un modelo de evaluación económica. Se considera además que el proyecto se lleva a cabo con un 40% de capital propio y 60 % de deuda. Dentro del modelo no se consideran impuestos a la inversión y se supone una vida útil del proyecto de 20 años

Los resultados de la evaluación expresados en tasa interna de retorno (TIR) y valor presente neto @ 12 % son los siguientes tomando como base un precio de gas natural en boca de pozo de 0,9 \$/MMBtu y 3,25 \$/MMBtu

	TIR %	NPV@12%
Economico	13,3	22.400.000
Con 40% de Financiamiento	31	106.000.000

La sensibilidad del TIR al precio de gas en boca de pozo esta presentada en la **Fig.8** a su vez la sensibilidad TIR al precio del LNG esta presentada en la **Fig.9**

Fig 8

Sensibilidad TIR vs.Precio LNG

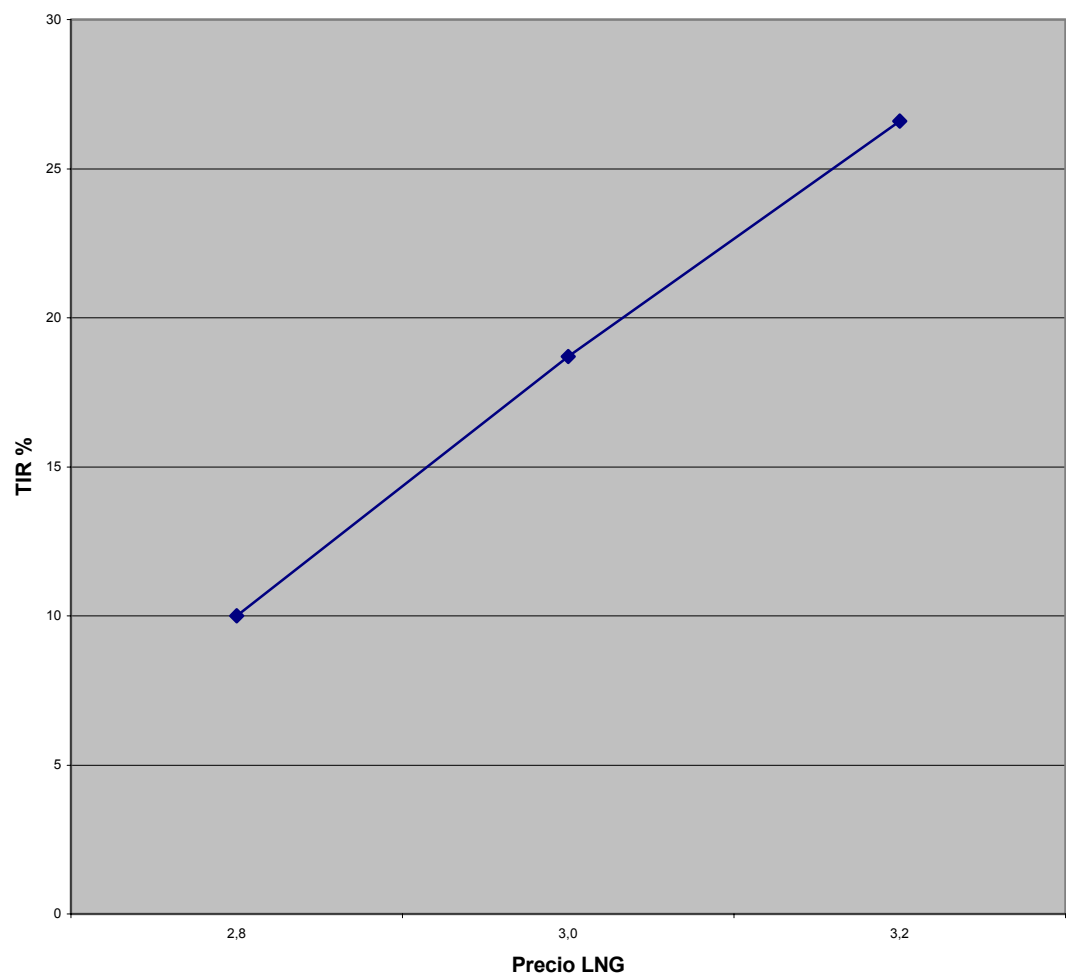
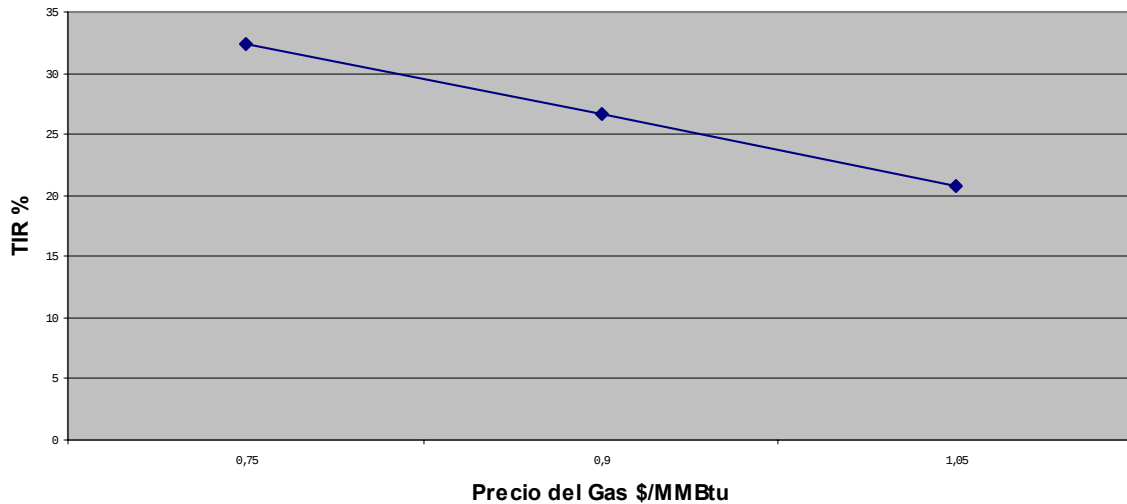


Fig.9

Sensibilidad TIR vs. Precio del Gas



10.- Conclusiones

Los evaluación económica del proyecto en su versión preliminar muestra que un proyecto de exportación de LNG con los parámetros presentados es factible y financiable fundamentalmente por:

- El producto LNG esta destinado a un mercado solvente EE.UU. Los ingresos por ventas pueden ser usados como colateral de los créditos bancarios.
- Se hace uso de infraestructura existente en particular en lo relativo a gasoductos, la ubicación de la planta de licuacion en zona de consumo de gas.
- Es importante para la rentabilidad del proyecto tener acceso fluido a fuentes de financiamiento.

El proyecto a su vez tiene varios proyectos vinculados que se potenciarían por su ejecución:

- 1) Utilización del gas natural en el noreste Argentino y Paraguay mediante el transporte de LNG en barcas por el Paraná-Paraguay. La inversión necesaria para suministrar gas natural en brida de tanque criogénico en Resistencia, Corrientes, Posadas, Asunción, Encarnación en del orden de 50. MM\$.
- 2) El mayor uso de gas natural permitirían obtener mayores cantidades de etano, propano, butanos y gasolina en la zona Campo Duran-Tarija haciendo posible la instalación de un polo petroquímico binacional en la zona.

(1) Laherrere J OGJ July 21/03

(2) Flower A Savannah Atlantic Basin Symposium 2001

(3) Macdonel Martinez y otros Ingeniería Marítima y Portuaria

(4) Greenwald G. Liquefied Natural Gas Development and Financing International Projects.

