

Provincia de Corrientes

Gobernador

Dn. Raúl Rolando Romero Feris

Ministerio de Obras y Servicios Públicos

Dr. Horacio Angel Silva

Representante Provincial ante el C.F.I.

Cdra. María Z.Miguez de Ruiz Díaz

Mayo de 1994

BUENOS AIRES

Consejo Federal de Inversiones

Secretario General

Ing. Juan José Ciáccera

Dirección de Cooperación Técnica

Ing. Susana B. de Blundi

Area de Organización Estatal

Ing. Agr. Miguel A. Basualdo

Técnico Responsable

Ing. Antonio José Martínez

Mayo de 1994

BUENOS AIRES

Consejo Federal de Inversiones

Expediente Nro. 2657 (C.F.I.)

Título

**ASESORAMIENTO PARA LA PROVISIÓN Y
DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL EN LA PROVINCIA.**

C.F.I. Área de Organización Estatal

Experto

Ing. Carlos L. Villanueva

Ministerio de Obras y Servicios Públicos

Provincia de Corrientes

Mayo de 1994

BUENOS AIRES

Informe Parcial I

Marco Jurídico.

Regulaciones de la actividad gasífera .

- 1 - Alternativas técnicas a desarrollar.**
- 2 - La situación de Corrientes, Entre Ríos, Misiones, Chaco y Formosa.**
- 3 - Las facultades de las cinco provincias para otorgar concesiones de distribución dentro de sus respectivos territorios.**
 - 3.1. - Principios que rigen en las provincias sin gas.**
 - 3.2.- La Nación y las Provincias.**
- 4 - Las provincias con concesiones de distribución. Los nuevos emprendimientos.**
 - 4.1. - Alcance de las potestades de ENARGAS.**
 - 4.2. - Procedimientos legales para asumir el Poder Concedente.**
- 5 - El Comercio en la Constitución Nacional.**
- 6 - Las relaciones entre las cinco provincias.**
- 7 - Mercados potenciales extranjeros.**
- 8 - Conclusiones.**

1 - Alternativas técnicas a desarrollar.

El presente trabajo tiende a desarrollar un estudio integral de las zonas con interés de abastecerse de gas.

Abarcaría no sólo las provincias argentinas de Corrientes, Entre Ríos, Misiones, Chaco y Formosa, sino también a los tres estados del sur de Brasil (Santa Catarina, Paraná y Río Grande do Sul), además del territorio paraguayo.

Sobre la base de la información acerca de los núcleos poblacionales, poder adquisitivo, capacidad de consumo, hábitos y costumbres, etc., se recomendará la alternativa técnica que presumiblemente convenga adoptar para los proyectos finales.

En caso de resultar rentable la inversión en gasoductos, se dispondrán los estudios correspondientes para tal emprendimiento.

Lo mismo ocurrirá si se adoptara, por razones de mercado, los sistemas de gas natural licuado (GNL) o de gas natural comprimido (GNC).

En cualquiera de estas opciones las pautas jurídicas a adoptar son distintas.

Los cruces fronterizos de gasoductos implican procedimientos diferentes al suministro por barzacas o de los camiones tanques especiales que contendrían el metano licuado (GNL) o el gas comprimido (GNC).

2 - La situación de Corrientes, Entre Ríos, Misiones, Chaco y Formosa.

Desde la fundación de la empresa Gas del Estado, la Nación generó inversiones en gasoductos, plantas de tratamiento, y redes de distribución en la mayor parte del territorio argentino, con excepción de la Mesopotamia (aislada por los ríos) y las provincias del Chaco y Formosa, estas últimas de escaso mercado y alejadas de los ductos.

La propia ley 24.076 parece delimitar un marco geográfico cuando afirma en su artículo 93, que las disposiciones de la misma serán aplicables a quienes resulten adjudicatarios de habilitaciones de transporte o distribución, como consecuencia del proceso de privatización de Gas del Estado.

No se podría discutir la facultad de la Nación de privatizar una empresa que el propio estado federal ha fundado y capitalizado mediante inversiones que realizó desde su creación.

Por otra parte, el mismo el poder federal hizo explorar por su cuenta, descubrir y explotar los yacimientos de petróleo y gas, continuando esta actividad hasta la etapa del transporte y la comercialización.

El derecho de la Nación surge del dominio de los yacimientos que le otorgaron las últimas leyes de hidrocarburos (sujetas a polémicas y criterios dispares) y la indudable propiedad de las instalaciones diseminadas en gran parte del territorio del país.

El citado artículo 93 de la ley 24.076, consolida el marco geográfico en el cual alcanzó a instalarse Gas del Estado.

El Poder Ejecutivo Nacional, por medio de las privatizaciones, establece un mapa determinado de las distintas concesiones otorgadas.

Sin embargo y al mismo tiempo, deja sin mención alguna al territorio de las cinco provincias sin gas (Corrientes, Entre Ríos, Misiones, Chaco y Formosa), con la evidente intención de mantenerlas excluidas del sistema.

Cada concesionario (en su carácter de heredero zonal de Gas del Estado ocupa un espacio territorial dentro del cual resultan de aplicación las disposiciones de la ley 24.076.

De esta manera, las provincias marginadas pasan a ejercer una situación jurídica diferente por diversas razones, saber:

- a) No deben a la Nación por inversiones en la industria del gas.**
- b) No poseen yacimientos de hidrocarburos gaseosos en sus subsuelos, salvo Formosa, pero en cantidad no relevante.**
- c) La Constitución Nacional preserva el derecho a promover e instalar sus industrias y les reserva el poder no delegado a la Nación..**
- d) Asumen de pleno derecho el Poder Concedente para habilitar a personas jurídicas privadas, mediante el otorgamiento de licencias, concesiones o permisos.**

Esta última afirmación pareciera oponerse con el artículo 4to. de la ley 24.076, que adjudica estas incumbencias el Poder Ejecutivo Nacional.

Sin embargo en los fundamentos que se expondrán, se comprobará que el P.E.N. no puede seleccionar permisionarios, licenciarios o concesionarios para aquellas comunidades poblacionales comprendidas dentro del marco de normas que constituyen una autonomía provincial.

Razones de orden práctico y sólidos argumentos jurídicos, demuestran que no resulta funcional, que dependencias administrativas de la Nación convoquen a concursos o licitaciones para elegir el prestador de la industria o el servicio de gas en cualquier ciudad del interior.

Quizás cueste, por falta de costumbre, adaptarse a la desaparición del monopolio y la entidad estatal que funcionó como un verdadero Ministerio del Gas, sin tener en cuenta algunos elementales principios del federalismo.

La filosofía y el espíritu del sistema de privatizaciones lleva implícito el renacimiento de las autonomías provinciales y el régimen municipal en camino hacia sus verdaderos objetivos.

3 - Las facultades de las cinco provincias para otorgar concesiones de distribución dentro de sus respectivos territorios.

3.1.- Principios que rigen en las provincias sin gas.

Dentro del territorio provincial tienen plena vigencia las disposiciones de la ley 24.076 en su carácter de norma reguladora de la actividad gasífera como servicio público nacional.

Se entiende que la seguridad, la calidad del servicio, los derechos de los consumidores, las tarifas, el uso racional, la protección del medio ambiente y los criterios de eficacia y competitividad deben ser regidos por una legislación coherente y homogénea en todo el territorio nacional.

A las provincias excluidas no sólo les conviene sino que además necesitan orientarse y acatar una entidad suprema que preserve los objetivos que regulan el transporte y distribución del gas.

Por ello es conducente su sujeción a la jurisdicción y control que ejerza el Ente Regulador del Gas, creado por el artículo 50 de la ley.

Este criterio es compatible con el artículo 1 "*in fine*" del decreto 1738/92 (Reglamentario de la ley 24.076) el cual establece que el servicio público de Transporte y Ditrribución de Gas está sujeto a la jurisdicción nacional.

El Poder Concedente lo detenta cada gobernador en su respectiva provincia.

La ley 24.076 no aclara quien detenta el Poder Concedente en aquellas provincias donde no hubo que privatizar algún activo de Gas del Estado.

Si bien el artículo 4 de la ley expresa que el Transporte y Distribución del Gas deberán ser realizados por personas jurídicas privadas a las que el P.E.N. haya habilitado. Debe entenderse entonces que se refiere a la parte del territorio nacional que abarca y dice abarcar la propia ley, es decir el que ha sido delimitado por el artículo 93 en su referencia a la ex-Gas del Estado.

En consecuencia, no incluye a las zonas dejadas sin política de gas, tales como las cinco provincias mencionadas, en las cuales, además, no existen prestadoras del servicio.

3.2. - La Nación y las Provincias.

El citado artículo 4 de la ley preserva para la Nación cierto Poder Concedente, basado en continuar la titularidad de los activos (bienes fijos y móviles) y los

derechos generados por la empresa estatal privatizada.

Siendo la Nación quien construyó y solventó el extenso aparato industrial del gas que atraviesa la mayor parte del territorio argentino, tiene fundamento fáctico que exista un instrumento legal, emanado del Congreso Federal, que invista a la Nación de facultades para seleccionar los contratistas que han de constituirse en prestadores del servicio en las zonas donde este existe actualmente, reemplazando a la ex-empresa estatal.

También tienen un reconocido fundamento jurídico que la Nación legisle sobre la regulación y calidad del servicio, porque realmente se necesita un criterio unívoco en todo el país.

Pero no hay razones jurídicas que permitan al Poder Federal avanzar mas allá del marco de sus facultades, y asumir potestades que no le corresponderían, como pretender designar los prestadores privados del servicio en provincias donde nunca promovió su industria gasífera.

Tampoco realizó ni alentó inversiones de capital en dicho sector productivo.

4 - Las provincias con concesiones de distribución. Los nuevos emprendimientos.

Las 18 autonomías provinciales que cuentan en su territorio con sociedades concesionarias, han debido acatar la imposición de la Nación en razón de las inversiones y promociones de la industria del gas que el Estado Federal realizó durante más de medio siglo.

Pero los nuevos emprendimientos que se produzcan en la industria de gas en territorio de éstas provincias, están reglados por un procedimiento que determina el artículo 16 de la ley 24.076. (especialmente el inciso b)

Se trata de las obras no previstas en la en la habilitación del prestador.

Apareciendo otros terceros interesados en nuevas obras, estos deberán arribar a un acuerdo con el concesionario de la zona y someterlo a consideración del Ente Regulador para su autorización.

No habiendo acuerdo, el Ente deberá resolver la cuestión en un plazo de 30 días, disponiendo la ejecución de la obra ya sea por el prestador o por el tercero interesado.

El procedimiento indicado podría derivar en la presencia de varios terceros interesados, tras lo cual resultara menester convocar a un concurso o licitación.

Es aquí donde surge el interrogante, sobre cual será el organo encargado del llamado a licitación y de decidir la adjudicación.

Planteado este caso se considerarán tres variante posibles, en vista que la ley no aclara la cuestión:

a) Que la licitación la convoque y adjudique el Ente Regulador.

No sería la solución más apropiada ya que la creación del Ente ha sido efectuada para fines muy distintos.

Resultaría además muy peligroso dotar al Ente de estructuras burocráticas para organizar licitaciones en las distintas ciudades del interior y asumir la rponsabilidad de las adjudicaciones a contratistas que luego quedarían bajo su control jurisdiccional.

Ello significaría volver a armar un nuevo Ministerio del Gas.

b) Que la licitación la realice la Secretaría de Energía de la Nación por las

funciones que le inviste la ley de Hidrocarburos.

En este caso, caben las mismas observaciones que en el caso anterior, y la consecuente transgresión que implica afectar las facultades que la Constitución Nacional reserva a los Gobernadores de Provincia.

c) Que la licitación la convoque y adjudique el Gobernador de Provincia.

Es la alternativa es la que observa mayor asidero jurídico y se compatibiliza con las normas constitucionales.

4.1. - Alcance de las potestades de ENARGAS.

El poder de decisión que la ley le facilita al Ente Regulador para dirimir entre el concesionario y otra empresa aspirante a nuevos emprendimientos, no alcanza a determinar que el Ente pueda asumir por su cuenta el Poder Concedente.

El ENARGAS no puede otorgar habilitaciones nuevas ni efectuar las adjudicaciones, estas son facultades no delegadas de los gobiernos provinciales.

El artículo 2do. de la ley 24.076 enumera los objetivos que deberán ser ejecutados y controlados por el Ente.

Entre estos siete objetivos no aparece mencionado el Poder Concedente, el cual por su importancia debiera estar expresa y claramente determinado.

El mismo criterio debe aplicarse al observarse el artículo 52 de la citada ley, en la extensa enumeración de funciones y facultades del Ente no se encuentra ninguna que le adjudique potestades expresas para llamar a licitaciones y efectuar adjudicaciones habilitando a particulares a ejercer concesiones de Distribución o Transporte.

Dicho sea esto, sin dejar de tener en cuenta, las importantísimas y delicadas facultades que la ley le otorga a esta entidad en sus 25 incisos que le permiten regular con eficacia el nuevo sistema de la industria del gas, que tuvo como meta terminar con el monopolio centralista, la burocracia estatal y la ineficiencia económica.

Párrafo aparte merece la consideración de los incisos "h" e "i" (artículo 52) que facultan al Ente a determinar las bases y las condiciones de selección para el otorgamiento de habilitaciones de Transporte y Distribución de Gas mediante licitación pública.

En este caso se acredita la función estrictamente normativa de la entidad reguladora.

También ENARGAS debe asistir al P.E.N. en las convocatorias a licitación y suscribir los contratos de conceción.

Estas facultades de asistencia y refrendo no alcanzan a constituir un Poder Concedente.

Solamente en el caso enunciado en el artículo 7 de la ley se otorgan al ENARGAS facultades para convocar a licitación pública para adjudicar los servicios de Distribución y Transporte.

Como bien lo expresa la norma referida se trata de una hipótesis de emergencia cuando:

- a) Extinción de la habilitación por cualquier causa.**
- b) Cuando no corresponda renovación y se deba adjudicar los servicios dentro de los 90 días.**

Vale decir que se trata de un procedimiento de carácter excepcional para evitar la falencia en la prestación del servicio y siempre tratándose de bienes concesionados, propiedad de la Nación. (ex-Gas del Estado)

4.2. - Procedimientos legales para asumir el Poder Concedente.

La circunstancia de insistir en este estudio con respecto a la falta de alcance por parte del ENARGAS para adjudicar concesiones en ciudades del interior del país, no implica dejar de reconocerle las supremas funciones que la ley de Marco Regulatorio de Gas le atribuye.

Se puede decir que se ha creado un sistema, donde el ENARGAS es la estructura fundamental, donde este descansa.

Aparte de la aplicación de las normas del decreto 1738/92 (reglamentario de la ley 24.076) son de tener en cuenta los procedimientos enumerados por la resolución 10/93 del Ente Nacional Regulador del Gas.

Entre ambos cuerpos normativos se configura un plexo suficiente para poner en marcha los emprendimientos que desean llevar adelante las provincias que necesitan implementar la promoción de la industria del gas en sus respectivos territorios.

Operando dos o más prestadores de servicios, uno de los cuales origina su título en un acto administrativo de la Nación y otro u otros en actos de la Provincia, se confirma la tesis de que se estaría en presencia de casos de poderes

concurrentes entre la Provincia y la Nación.

La Nación basa sus títulos, como ya se ha reiterado, en la herencia de Gas del Estado.

La Provincia en los artículos 104 y 107 de la Constitución Nacional.

De manera que la conclusión a que se arriba es que la Nación y la Provincia poseen poderes concurrentes para habilitar a titulares de Concesiones, Licencias o Permisos.

La evolución del sistema corre en favor de las Provincias a medida que los tiempos se vayan alejando del sistema estatal monopólico que se vivió hasta el día de la privatización de Gas del Estado.

El Congreso de la Nación ya se ha expedido en favor de la federalización de los hidrocarburos, entre los cuales se encuentra el gas natural (Ley 24.145).

El mismo Marco Regulatorio del Gas, prevé en su artículo 52, inciso "w", la delegación progresiva de las funciones y facultades del ENARGAS en favor de los Gobiernos Provinciales, cuando éstas fueren compatibles con su competencia.

Justamente, licitar y otorgar concesiones son más compatibles de un Gobierno Provincial que de un organismo administrativo de la Nación creado para efectuar normas regulatorias y controles.

Es impensable, desde un punto de vista práctico, que una entidad con sede en la Capital Federal, compuesta de tres o cinco miembros tenga a su cargo las licitaciones y habilitaciones de cientos de ciudades y pueblos del interior, pasando por alto las potestades de autonomía de cada gobernador provincial.

5 -El Comercio en la Constitución Nacional.

El artículo 67 de la Constitución Nacional enumera todas las atribuciones del Congreso Nacional.

El inciso 12 dice textualmente: **"Reglar el comercio marítimo y terrestre con las naciones extranjeras y de las provincias entre sí"**.

Esta norma es el fundamento principal que se utiliza para argumentar en favor de la tesis que niega a los Gobernadores la posibilidad de detentar el Poder Concedente.

El criterio es atendible desde el punto de vista de todo aquello que se refiere a **reglar el comercio**.

Obviamente entre esas atribuciones se encuentra la de dictar el Código de Comercio. Pero no se extiende a detalles menores del comercio, propios de las autoridades locales.

Si bien puede existir una ley de vinos de la Nación que regula la actividad vitivinícola, esto no significa que la Nación pueda prohibir o levantar la prohibición de la venta de vinos fraccionados en damajuanas en el territorio de una Provincia.

Ya la práctica ha determinado que esta última es una facultad de la Provincia y a nadie se la ha ocurrido discutirla.

De igual manera que existe una Ley Federal de la Energía y cada Provincia determina quien será el concesionario de la generación o la distribución en el territorio provincial, (excepción hecha de los herederos de S.E.G.B.A y Obras Sanitarias en el caso muy especial del Conurbano Bonaerense) la cuestión es que lo normal en nuestro sistema jurídico es que el Congreso Nacional regla el comercio interprovincial y los Gobiernos Provinciales se ocupan de determinar los sujetos que ejercen el comercio y los servicios públicos.

De lo contrario nuestro régimen no sería Federal, ni siquiera en la teoría.

El servicio público del gas, a igual que de la electricidad, el agua y la cloacas son esencialmente prestados por las provincias y los municipios.

El Poder Concedente lo preservan estos órganos del estado. No obstante ello se reconoce una potestad jurisdiccional, normativa y de policía, por parte del Estado Nacional.

Estos asertos, de ninguna manera contradicen la norma del inciso 12 del artículo 67 de la Constitución Nacional.

Los niveles de discusión que se pueden generar por estas cuestiones obedecen a costumbres que se han afiatado a través del transcurso de cinco o seis décadas de prácticas estatistas y centralizadoras que hacen aparecer como normal que funcionarios del Poder Central, aparezcan designando concesionarios de servicios municipales en cientos de pueblos del interior.

6 - Las relaciones entre las cinco provincias.

Habiendo existido conversaciones y reuniones a nivel ministerial tendientes a resolver la implantación de la industria del gas natural en la región comprendidas por las Provincias de Corrientes, Misiones, Chaco, Formosa y el caso especial de Santa Fé por su zona Norte, corresponde abordar de inmediato el problema de las relaciones interprovinciales.

Esta situación se encuentra contemplada expresamente en el artículo 107 de la Constitución Nacional.

Las provincias interesadas en nuevos emprendimientos de gas, con obras de Transporte y Distribución dentro de la región que abarcan, pueden a estos efectos celebrar tratados entre sí, pues se trata de intereses económicos y trabajos de utilidad común.

También en esta caso están ejerciendo el derecho que la Constitución les consagra de promover su industria e introducir y establecer otras nuevas.

Por los mencionados tratados interprovinciales el único requisito que establece la C.N. es el de poner en conocimiento del Congreso Nacional, los instrumentos formales de los pactos que se celebren.

Por esta última formalidad no es menester esperar ningún acto aprobatorio ni homologatorio de parte del órgano federal.

En caso de presentarse la necesidad de efectuar proyectos de transporte de gas en los territorios comprendidos, por las Provincias interesadas es de hacer notar que la actividad del transporte también se halla comprendida entre las atribuciones reservadas que prevé para las Provincias la C.N. a través de los artículos 104 y 107.

7 - Mercados potenciales extranjeros.

Tatándose el Paraguay y Brasil de estados extranjeros, cabe aclarar que los proyectados emprendimientos no configurarían la necesidad de tratados internacionales, con sus complicadas tramitaciones y ratificaciones de índole parlamentaria.

La proyección a llevarse a cabo en su esencia consiste en un simple negocio de exportación de gas a países limítrofes y además asociados en el MERCOSUR.

Desde esta óptica el problema se reduce considerablemente y más aún con el precedente de una reciente experiencia de exportación de gas a Chile.

8 - Conclusiones

Una vez consolidada la decisión política de los cinco Gobernadores Provinciales acordando llevar adelante el objetivo de abastecer de gas metano a la población, en el marco de un acuerdo regional interprovincial, a efectos de crear mejores condiciones de mercado, nada se opondría a fin de implementar las obras de concesión de transporte y distribución en aplicación de las normas de la ley 24.076.

Para ello sería necesario emprender las tareas de un acuerdo definitivo entre las cinco o seis provincias, por medio de la instrumentación que ya se ha empezado a poner en práctica.

El Poder Concedente lo asumen los Gobernadores en virtud de las normas constitucionales y legales que se han citado en este estudio.

También se puede contemplar la posibilidad de obtenerlo por la vía de la "delegación", "autorización o "mandato" de acuerdo a las circunstancias políticas que sobrevengan en el momento de las decisiones.

Estas tres figuras jurídicas las debiera aplicar el Poder Ejecutivo Nacional a efectos de permitir a los señores Gobernadores llevar adelante los planes, evitando de esta manera situaciones conflictivas que eventualmente pudieran suscitarse.

Informe Parcial II

REQUERIMIENTOS ENERGÉTICOS.

Recopilación de información disponible sobre requerimientos energéticos de la provincia. Información de las áreas próximas de los países vecinos.

- 1 - Requerimientos energéticos de la Provincia de Corrientes determinados en el Estudio Energético Integral del NEA.**
- 2 - Consumos de energía.**
- 3 - Requerimientos de energía por sector.**
- 4 - Demandas de gas natural en la Provincia de Corrientes.**
 - 4.1 - Sector Industrial.**
 - 4.2 - Sector Doméstico.**
 - 4.3 - Sector Comercial.**
- 5 - Demanda Provincial potencial de gas natural.**
- 6 - Condiciones Económicas para el suministro de gas natural a la Provincia de Corrientes.**
- 7 - Mercados y demanda potencial de gas natural de la región sur de Brasil.**
 - 7.1 - Sector Doméstico.**
 - 7.2 - Sector Industrial.**
 - 7.3 - Sector Comercial.**
 - 7.4 - Sector Transporte.**
 - 7.5 - Datos Socio-económicos.**
- 8 - Mercado y demanda potencial de gas natural en Paraguay.**

1 - Requerimientos Energéticos de la Provincia de Corrientes

Para establecer los requerimientos de la Provincia hemos considerado las determinaciones efectuadas en el Estudio Energético Integral del Noreste Argentino, que fueron dadas a conocer en el año 1990 y que incluye proyecciones hasta el año 2005.

En su confección participaron la Secretaría de Energía, los gobiernos de Corrientes, Chaco, Entre Ríos, Formosa, Misiones, Santa Fé y el IDEE, con el apoyo de la Comisión de Comunidades Europeas. (CEE)

Formulación de Escenarios

En base de los diagnósticos realizados, se estimaron las siguientes evoluciones del sistema:

- Opciones Posibles.(Escenario de Referencia)

- Opciones Deseadas.(Escenario Alternativo)

Considerando a tal efecto sus aspectos sociales, económicos y culturales, la elaboración de los escenarios se realizó en a partir de estrategias de base y posibles cambios estructurales. En función de estas estrategias se definió el comportamiento de las variables de base y su descomposición sectorial.

El Escenario de Referencia muestra las consecuencias de admitir que el sistema socioeconómico provincial mantenga, en su estructura y funcionamiento, las tendencias observadas en el pasado. (Statu Quo)

El Escenario Alternativo, en cambio, recoge y presenta las decisiones, expectativas y aspiraciones de cambio, respecto de la mencionada tendencia manifestada por los actores sociales involucrados. (Expansión Económica)

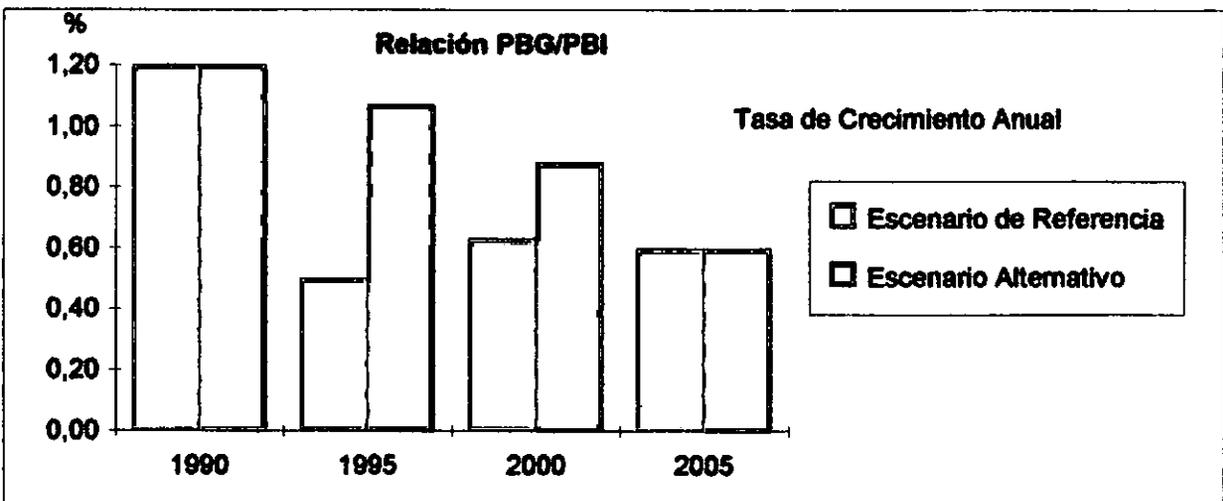
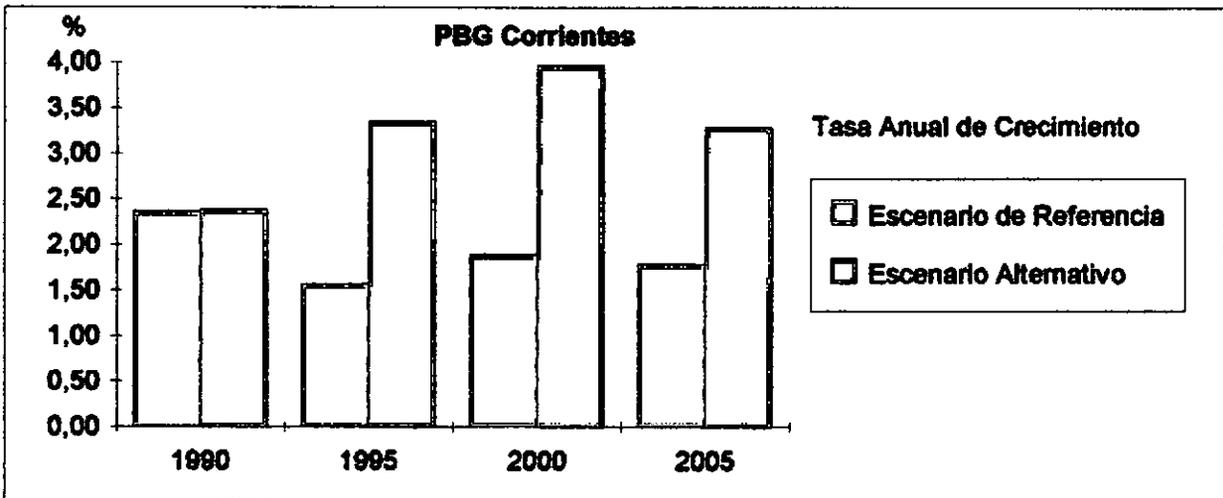
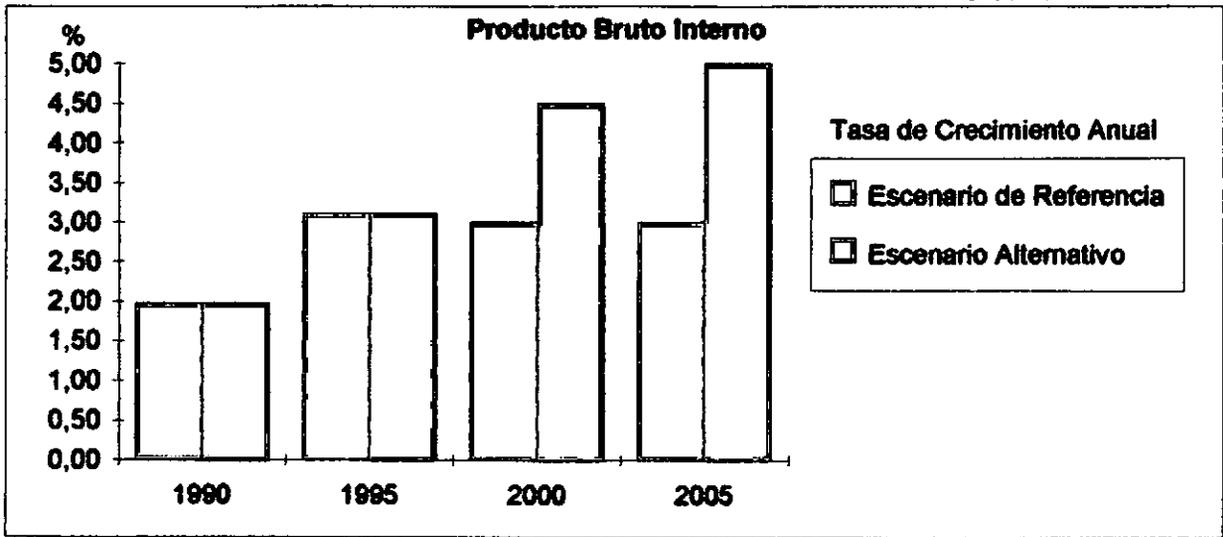
Las conclusiones sobre los resultados del Escenario de Referencia fueron las siguientes:

" El mantenimiento de las características estructurales y de las tendencias pasadas de las actividades económicas, así como el comportamiento de los distintos actores sociales involucrados, son elementos básicos de éste escenario.

De allí que los resultados para el año horizonte (2005) no definan una situación sustancialmente distinta a la registrada a mediados de los ochenta.

Al respecto cabe destacar que la economía crece a un ritmo lento durante todo el período considerado. Como consecuencia de ello, la Provincia no alcanza el ritmo de crecimiento que se registra a nivel nacional, experimentando un rezago que se profundiza de un quinquenio a otro, como se aprecia a continuación:

Gráfico I



Relación entre tasas de crecimiento anual por período

Producto Bruto Interno	Tasa de Crecimiento Anual %			
	1990	1995	2000	2005
Escenario de Referencia	1,97	3,12	3,00	3,00
Escenario Alternativo	1,97	3,12	4,50	5,00
PBG Corrientes				
Escenario de Referencia	2,37	1,57	1,89	1,79
Escenario Alternativo	2,38	3,35	3,97	3,29
Relación PBG/PBI				
Escenario de Referencia	1,20	0,50	0,63	0,60
Escenario Alternativo	1,20	1,07	0,88	0,60

Como se observa, la estructura de la base económica no sufre una modificación significativa, a pesar de que la progresión de la industria manufacturera es mayor que la de los servicios y del sector productivo rural; en el año 2005 subsistiría por lo tanto una economía considerablemente terciarizada.

- Se acentuará la concentración de la población en la Zona I .(67 % del total en el 2005) Asimismo el proceso de urbanización determina que la capital de la Provincia albergue el 51% de la población en el año horizonte.

El magro desempeño de las actividades productivas rurales impulsa la migración rural-urbana, con lo cual se incorporan nuevos contingentes humanos a los grupos de ingresos bajos y medios de las ciudades.

Los servicios de distinto tipo y el cuentapropismo constituyen sus principales fuentes de trabajo, sin que se logre una mejora en las condiciones de vida.

- En todas las zonas y áreas se produce un retroceso o un estancamiento del ingreso medio por habitante.

La disminución es particularmente marcada en el estrato bajo urbano de todas las Zonas y algo más atenuada en el estrato medio.

A lo largo de todo el período, el reducido incremento del ingreso de los estratos altos y los

que se verifican entre la población rural, no alteran los rasgos de deterioro que evidencian los resultados de este escenario"

Las conclusiones sobre los Resultados del Escenario Alternativo fueron:

" Las hipótesis planteadas en el Escenario Alternativo dan lugar a una evolución de la economía de la Provincia que se caracteriza por un crecimiento moderadamente mayor que el del Escenario de Referencia, sin que se introduzcan modificaciones significativas en la estructura productiva. Sobre los resultados que arroja este escenario cabe señalar que:

- Durante todo el período considerado, la economía se expande a un ritmo que supera en un 60,1% al del escenario de la referencia.

La evolución del PBG se realiza en tasas de crecimiento inferiores al PBI nacional con excepción del segundo quinquenio, ello da lugar a un rezago del desarrollo económico provincial, en relación con el conjunto del país, situación que se acentúa en los diez últimos años.

- La dinámica de las diferentes actividades determina que en el año horizonte se registre una ligera transformación en la estructura del PBG en comparación con el año base y con el Escenario de Referencia.

Así se reduce la incidencia del sector terciario (49,6% del PBG en el año base y 45,3% en el 2005) y aumenta la de los sectores primario y secundario.

Este resultado se origina principalmente por el desenvolvimiento de la construcción y en menor medida por el de la producción rural; a su vez la industria experimenta un retroceso en cuanto a su incidencia en la composición del PBG.

- Los resultados que se obtienen al año 2005 para la producción industrial derivan de las limitaciones que plantean las hipótesis en cuanto a la transformación de las estructuras productivas y de las relaciones que se establecen entre los distintos agentes económicos de las cadenas de producción y comercialización, agregándose a ello la falta de inversiones en un nivel adecuado como para que su impacto multiplicador posibilite cambios de mayor envergadura.

- Como consecuencia del crecimiento de la economía, el ingreso medio por habitante en toda la Provincia aumenta a razón de 1,66% anual durante el período del escenario, lo que implica un crecimiento del 41,3% para los 21 años considerados.

La incorporación al trabajo de grupos sociales desocupados y la prolongación del tiempo de desocupación de quienes desempeñan trabajos temporales permite mejorar relativamente sus condiciones de vida.

No obstante, la no modificación estructural de la distribución del ingreso entre los distintos niveles socioeconómicos de la población, lleva a que en el año horizonte no se trastocuen las desigualdades sociales y económicas existentes en el año de partida.

Cuadro II

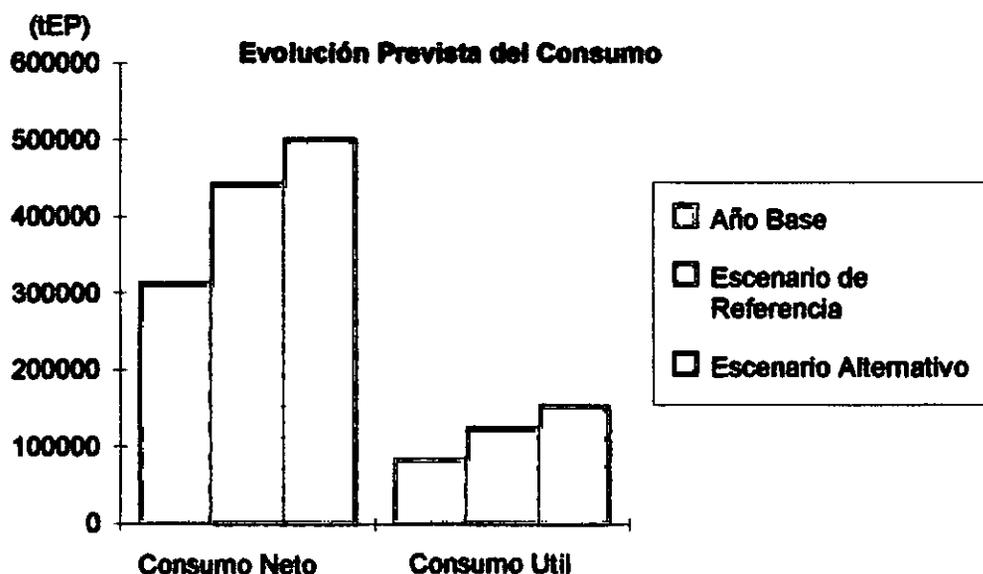
Corrientes: PBG, Composición y Evolución para Escenarios de Referencia y Alternativos.

Sector	Año Base 1984		Año 2005				Índice 1984 = 100		Crecimiento 1984/2055 (%a)	
	\$	%	Referencia		Alternativo		Ref.	Alt.	Ref.	Alt.
			\$	%	\$	%	\$	%	\$	%
Prod. Rural	33,20	18,80	46,00	17,80	64,90	20,00	138,60	195,50	1,57	3,24
Minas y Canteras	1,00	0,60	2,00	0,80	3,10	1,00	200,00	310,00	3,36	5,29
Industrial	37,00	20,80	52,30	20,20	58,40	18,00	141,40	157,80	1,66	2,20
Construcción	14,70	8,30	27,90	10,80	43,40	13,30	189,80	295,20	3,10	5,29
Serv. Púb. Bás.	3,40	1,90	4,60	1,80	7,60	2,30	134,40	223,20	1,42	3,90
Transporte	9,70	5,50	14,60	5,80	16,10	5,00	149,70	165,20	1,94	2,40
Comercio	13,50	7,60	20,10	7,80	26,40	8,10	149,30	195,10	1,93	3,23
Salud	3,50	2,00	4,70	1,80	5,90	1,80	134,20	168,60	1,41	2,52
Educación	7,10	4,00	9,50	3,70	9,80	3,00	134,50	137,00	1,42	1,55
Comunicaciones	1,40	0,80	2,20	0,80	2,00	0,60	157,90	138,00	2,20	1,54
Resto	52,50	29,70	74,90	28,90	87,60	26,90	142,80	167,00	1,71	2,47
Totales	177,00	100,00	258,80	100,00	325,20	100,00	146,20	183,70	1,83	2,94
\$ en A de 1970										

2 - Consumos de Energía

A continuación se presenta la evolución prevista de los requerimientos de energía de la Provincia hasta el año 2005, tanto para el escenario de Referencia (Statu Quo), como para el Alternativo (Expansión Económica)

Tipo de Energía	Año Base		Escenario de Referencia		Escenario Alternativo	
	1985	(tEP)	2005	(tEP)	2005	(tEP)
	Consumo Neto	Consumo Util	Consumo Neto	Consumo Util	Consumo Neto	Consumo Util
Leña + Residuos + Biomasa	57993	12360	83035	16954	105481	29610
Gas Distrib.	0	0	1614	1035	17827	8150
Gas Licuado	10683	3856	20632	9151	22430	9949
Naftas	70921	12828	111821	20128	89872	16176
Gas Oil	122234	29659	145180	34469	189646	45964
Fuel Oil	8957	6208	13196	9152	8589	6570
Energía Eléctrica	30908	18671	47489	31654	49966	35673
Otras	13634	2003	21206	3543	18489	2958
Total	315330	85585	444173	126086	502300	155050



3 - Requerimientos Energéticos por Sector (tEP)

	Año Base 1985		Escenario de Referencia		Escenario Alternativo	
	Neto	Util	Neto	Util	Neto	Util
Doméstico	71513	15933	112892	30958	102857	34387
Transporte	149060	31240	225150	46980	223300	47370
Industria	32003	20899	47250	31047	81651	41858
Prod. Rural	51686	12212	42603	9080	97858	22087
Servicios	11089	5304	18274	8025	16840	9835
Total	315331	85588	444169	128088	502308	155485

4 - Demandas de Gas Natural en la Provincia de Corrientes

Los mercados potenciales para el gas natural en la Provincia en una primera etapa, corresponden a los sectores domésticos, industrial, pequeños sectores comerciales y entes oficiales.

Para las estimaciones de los consumos se han tenido en cuenta las informaciones de la División Gas de la Dirección Provincial de Energía de la Provincia de Corrientes, las que han sido proyectadas hasta el año 1995.

4.1 Sector Doméstico

El mercado de consumos domésticos se refiere al consumo de gas natural en las viviendas para las necesidades de cocción, calentamiento de agua y calefacción.

Se consideraron las ciudades o municipios que podrían ser abastecidos por redes de distribución y la cantidad de viviendas usuarias que se podrían conectar a las mismas.

La cantidad de viviendas usuarias se indican en el cuadro siguiente sobre la base del censo de 1980 y una hipótesis de crecimiento de viviendas del 1 % anual

<u>Crecimiento de Viviendas Usuarías</u>									
Base Estadística de Viviendas: Censo 1980									
Localidad	1986			1990			1995		
	Viviendas Totales	Viviendas Usuarías	%	Viviendas Totales	Viviendas Usuarías	%	Viviendas Totales	Viviendas Usuarías	%
A - Corrientes	42243	29570	70	44867	35893	80	47117	40049	85
B - Goya	11856	7706	65	12592	9444	75	13224	10579	80
C - Bella Vista	3582	1970	55	3918	2743	70	4115	3086	75
D - Mercedes	5471	3583	60	5811	4184	72	6103	4699	77
E - C. Cuatíá	6369	4140	65	6765	5073	75	7104	5683	80
F - Santo Tomé	3440	2064	60	3762	2709	72	3951	3042	77
G - G. Virasoro	2149	1182	55	2282	1483	65	2397	1678	70
H - Santa Lucía	1213	607	50	1288	773	60	1353	879	65
I - Paso de los Libres	6043	3947	65	6450	4515	70	6773	5080	75
J - Monte Caseros	4453	2894	65	4730	3311	70	4967	3725	75
K - Esquina	2750	1513	55	2921	1957	67	3067	2208	72
L - Alvear	1528	764	50	1623	974	60	1704	1108	65
M - La Cruz	1155	578	50	1227	736	60	1289	838	65
N - Empedrado	1221	611	50	1297	778	60	1362	885	65
O - Saladas	1796	898	50	1908	1145	60	2003	1302	65
Totales	95269	62027	65	101441	75718	75	106529	84841	80

Fuente: M.O.S.P / D.P.E.C. / División Gas

A los efectos de establecer el mercado potencial de Gas Natural para usos domésticos, hemos adoptado un valor conservativo de 1,47 m³/día de consumo por cada vivienda usuaria.

Este valor si bien es menor a los considerados por la División Gas de la D.P.E.C., en aproximadamente un 17 % resulta más acorde a los criterios de evaluación de un inversor privado.

Mercado Potencial de Gas Natural para Usos Domésticos				
Ciudad / Localidad			Consumos Domésticos	
	Viviendas	Usuarías	m ³ / día	
	1990	1995	1990	1995
A - Corrientes	34756	38897	51091	57159
B - Goya	9143	10273	13440	15101
C - Bella Vista	2643	2986	3885	4389
D - Mercedes	4035	4545	5931	6881
E - C. Cuatíá	4877	5480	7169	8056
F - Santo Tomé	2601	2929	3823	4306
G - G. Virasoro	1425	1617	2095	2377
H - Santa Lucía	734	837	1079	1230
I - Paso de los Libres	4345	4903	6387	7207
J - Monte Caseros	3177	3585	4670	5270
K - Esquina	1881	2129	2765	3130
L - Alvear	928	1059	1364	1557
M - La Cruz	697	796	1025	1170
N - Empedrado	732	835	1076	1227
O - Saladas	1096	1250	1611	1838
Totales	73070	82121	107411	120898

4.2 Sector Industrial

Se adoptaron los valores de consumo dados por la División Gas de la Dirección de Energía de la Provincia de Corrientes, los que incluyen los consumos industriales para las ciudades y localidades de la provincia que podrían ser abastecidos por redes de distribución. Los valores de consumo fueron establecidos para el año 1986, directamente en m³ de gas natural por hora, día y año.

Para el análisis de demanda industrial los valores han sido proyectados para el año 1990 y 1995 considerando tasas de crecimiento del consumo entre 2,5 % y 5% anual según la localidad.

A continuación se incluyen los cuadros de valores determinados para establecer el consumo potencial del sector industrial.

4.3 Sector Comercial:

Los pequeños consumos del sector comercial y de los entes oficiales son complementarios del sector doméstico.

En base a la cantidad de comercios estimados por la División Gas de la Dirección Gas de la Dirección Provincial de Energía de Corrientes y los datos suministrados por los Municipios respecto de los entes oficiales se han calculado los valores de consumo de estos sectores considerando un promedio conservativo de 2.000 m³/año por cada comercio y 2.500 m³/año por cada ente oficial.

Mercado Potencial de Gas Natural						
Pequeños Consumidores Comerciales						
Fuente: M.O.S.P.,D.P.E.C., División Gas.						
Ciudad/Localidad	Cantidad de Comercios			Consumo en M m ³ /año		
	Histórico 1986	Proyectado 1990	Proyectado 1995	Histórico 1986	Proyectado 1990	Proyectado 1995
Corrientes - Capital-	910	1025	1040	1820	2050	2080
Goya	220	253	258	440	506	516
Bella Vista	60	82	85	120	164	170
Mercedes	110	121	126	220	242	252
Curuzú Cuatiá	140	164	171	280	328	342
Santo Tomé	70	90	95	140	180	190
Gobernador Virasoro	40	48	51	80	96	102
Santa Lucía	25	32	35	50	64	70
Paso de los Libres	130	140	147	260	280	294
Monte Caseros	100	109	115	200	218	230
Esquina	50	63	66	100	126	132
Alvear	30	38	41	60	76	82
La Cruz	25	32	35	50	64	70
Empedrado	30	38	42	60	76	84
Saladas	32	40	43	64	80	86
Totales	1972	2275	2350	3944	4550	4700

Mercado Potencial de Gas Natural

Entes Oficiales

Fuente: M.O.S.P.,D.P.E.C., División Gas.

Localidad	Entes Oficiales			Consumo en M m ³ /año		
	Histórico 1986	Proyectado 1990	Proyectado 1995	Histórico 1986	Proyectado 1990	Proyectado 1995
Corrientes - Capital-	112	112	112	280,00	280,00	280,00
Goya	48	48	48	120,00	120,00	120,00
Bella Vista	15	15	15	37,50	37,50	37,50
Mercedes	28	28	28	70,00	70,00	70,00
Curuzú Cuatiá	32	32	32	80,00	80,00	80,00
Santo Tomé	18	18	18	45,00	45,00	45,00
Gobernador Virasoro	10	10	10	25,00	25,00	25,00
Santa Lucía	7	7	7	17,50	17,50	17,50
Paso de los Libres	30	30	30	75,00	75,00	75,00
Monte Caseros	25	25	25	62,50	62,50	62,50
Esquina	13	13	13	32,50	32,50	32,50
Alvear	8	8	8	20,00	20,00	20,00
La Cruz	7	7	7	17,50	17,50	17,50
Empedrado	8	8	8	20,00	20,00	20,00
Saladas	9	9	9	22,50	22,50	22,50
Totales	370	370	370	925	925	925

5 - Demanda Provincial potencial de gas natural

Demanda Potencial Provincial de Gas Natural

Año 1990

(en miles de m³/año)

Fuente: M.O.S.P., D.P.E.C., División Gas.

Localidad	Doméstico	Industrial	Comercial	Entes Oficiales	Total
Corrientes - Capital-	18648	10587	2050	280,00	31565,00
Goya	4906	6467	506	120,00	11999,00
Bella Vista	1418	8003	164	37,50	9622,50
Mercedes	2165	5982	242	70,00	8459,00
Curuzú Cuatiá	2617	2881	328	80,00	5906,00
Santo Tomé	1395	3293	180	45,00	4913,00
Gobernador Virasoro	765	4271	96	25,00	5157,00
Santa Lucía	394	2655	64	17,50	3130,50
Paso de los Libres	2331	1074	280	75,00	3760,00
Monte Caseros	1705	951	216	62,50	2936,50
Esquina	1009	235	126	32,50	1402,50
Alvear	498	183	76	20,00	777,00
La Cruz	374	122	64	17,50	577,50
Empedrado	393	153	76	20,00	642,00
Saladas	588	2089	80	22,50	2779,50
Totales	39206	46946	4550	925,00	93627,00

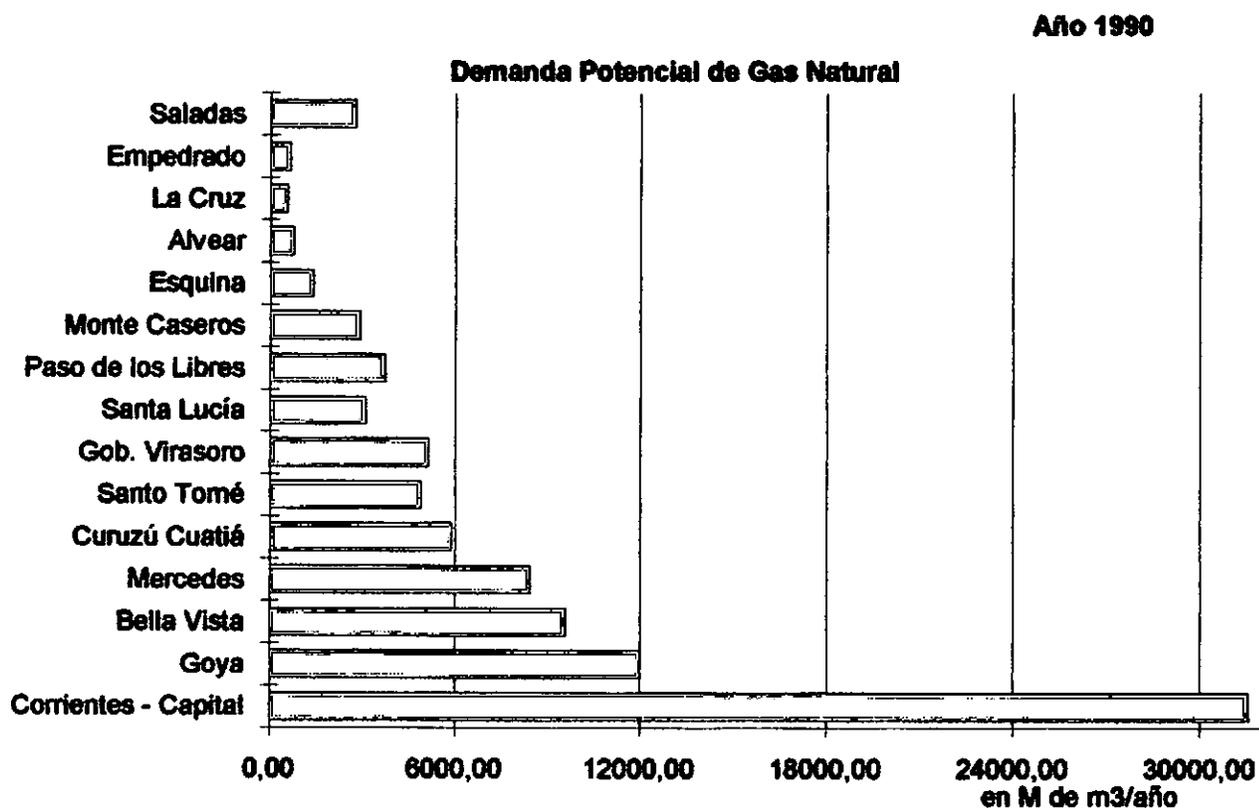
Demanda Potencial Provincial de Gas Natural

Año 1995

(en miles de m³/año)

Fuente: M.O.S.P.,D.P.E.C., División Gas.

Localidad	Doméstico	Industrial	Comercial	Entes Oficiales	Total
Corrientes - Capital-	20863	14511	2080	280,00	37734,00
Goya	5512	8252	516	120,00	14400,00
Bella Vista	1602	10213	170	37,50	12022,50
Mercedes	2439	7633	252	70,00	10394,00
Curuzú Cuatiá	2940	3677	342	80,00	7039,00
Santo Tomé	1572	4202	190	45,00	6009,00
Gobernador Virasoro	868	4830	102	25,00	5825,00
Santa Lucía	449	3003	70	17,50	3539,50
Paso de los Libres	2631	1370	294	75,00	4370,00
Monte Caseros	1924	1076	230	62,50	3292,50
Esquina	1142	266	132	32,50	1572,50
Alvear	568	207	82	20,00	877,00
La Cruz	427	138	70	17,50	652,50
Empedrado	448	173	84	20,00	725,00
Saladas	671	2613	86	22,50	3392,50
Totales	44056	62164	4700	925,00	111845



Comparación de demandas de gas natural estimadas

Para verificar las demandas de gas natural potenciales determinada para el año 1995 en los sectores domésticos e industrial, que son predominantes para la evaluación del Consumo Global Provincial, compararemos los valores obtenidos con las Estimaciones de demanda del Estudio Energético Integral del Noreste Argentino, cuyos valores se incluyen en el capítulo 3 del presente informe.

En dicho estudio se determinaron los siguientes valores de consumo neto para los sectores mencionados:

	Consumo Neto (tEP)		
	Año Base 1995	Escenario de Referencia 2005	Escenario Alternativo 2005
- Sector Doméstico	71.513	111.892	102.657
- Sector Industrial	32.003	47.250	61.651

Corrigiendo los valores proyectados para el año 1995, se obtiene:

	Año 1995	
	Consumo Neto (tEP)	
	<u>Escenario Statu Quo</u>	<u>Escenario en Expansión</u>
- Sector Doméstico	91.703	87.085
- Sector Industrial	39.627	46.827

Adoptando un valor promedio entre ambos escenarios resulta:

	Año 1995
	<u>Consumo Neto (tEP)</u>
- Sector Doméstico	89.394
- Sector Industrial	43.227

Si consideramos una equivalencia de 1160 m³ de gas natural de 9300 kCal por tEP (tonelada equivalente de petróleo) y la sustitución total de todo otro combustible utilizado, obtenemos los siguientes valores de demanda de gas natural para toda la Provincia:

- Sector Doméstico	103.697 M m³/año.
- Sector Industrial	50.143 M m³/año.

Los valores de demanda anual de gas natural estimado en función de lo indicado son:

- Sector Doméstico	44.056 M m³/año.
- Sector Industrial	62.164 M m³/año.

El valor para el Sector Doméstico calculado resulta un 42% del requerimiento total estimado para el sector en toda la Provincia, en el Estudio Energético Integral del NEA.

En cambio el valor para el Sector Industrial la demanda prevista resultaría superior al requerimiento energético determinado para toda la Provincia, en el referido Estudio.

Esto sucedería debido a que los valores de gas natural estimados son valores máximos.

Por ese motivo establecemos a continuación un valor de consumo medio de :

$$62.164 \text{ M m}^3/\text{año} \times 0,80 = 49.731 \text{ M m}^3/\text{año.}$$

el cual resulta más prudente para adoptar.

En función de lo expresado precedentemente, la demanda potencial Provincial estimada de gas natural para el año 1995 sería de:

En M de m3/año

- Sector Doméstico	44.056
- Sector Industrial	49.731
- Sector Comercial	4.700
- Entes Oficiales	<u>925</u>
Total	99.412 (Miles de m3/año)

Este valor representa un consumo promedio de aproximadamente 272.000 m3/diario.

6 - Condiciones Económicas para el suministro de gas natural a la Provincia de Corrientes

El éxito de la introducción del gas natural dependerá en última instancia, de factores económicos.

La inversión de capital en la infraestructura necesaria para el abastecimiento de gas a la Provincia debe cumplir con las siguientes premisas:

- **Resultar rentable para atraer inversores privados interesados en el desarrollo del negocio del gas.**
- **Poseer un precio competitivo respecto de los energéticos utilizados tradicionalmente y a los que deberá sustituir.**

Por lo tanto para efectuar un análisis económico de las posibilidades es imprescindible efectuar una comparación de sus costos con los de los combustibles actualmente en uso en la Provincia.

Los costos para el suministro de gas natural comprenden:

- Valor en el punto de entrega.
- Costo de compresión y/o licuefacción.
- Costo del transporte y distribución hasta el punto de utilización, correspondiente a las diferentes soluciones técnicas factibles.

Los combustibles derivados del petróleo poseen precios desregulados en el mercado argentino y son ampliamente comercializados en el mercado internacional.

Otros combustibles a los cuales el gas natural podría potencialmente reemplazar como el carbón, la leña, el GLP, no tienen en cambio un comercio internacional importante. En consecuencia no existen precios de referencia, dependiendo ellos de la oferta y demanda de los mercados locales.

De igual manera sucede con el costo de la energía eléctrica.

Las posibilidades de un arbitraje para estas energías en función de los precios internacionales son por lo tanto pequeñas o inexistentes.

La definición y metodología para el cálculo del costo en origen del gas natural, el promedio de los costos incrementales para el suministro en la Provincia y la rentabilidad económica prevista se detallarán en los próximos informes y servirán para establecer el precio para el usuario final.

En el caso del Sector Industrial se compararán los precios máximos que las industrias estarían dispuestas a pagar para convertir sus consumos energéticos a gas natural (**Net Back Value**) con los promedios de los costos incrementales (**Average Incremental Costs**) del gas natural entregado en cada una de las localizaciones industriales.

El **AIC** es el mínimo costo de entrega del gas natural al cliente.

En el caso de la Provincia de Corrientes, el **AIC** será calculado entonces como la suma de los costos del gas en el punto de entrega, los de recompresión o licuefacción en el caso de la solución con GNL, los de transporte de gas o GNC o GNL hasta los respectivos **CITY GATES** y los **AIC** de distribución.

El costo del gas en el punto de entrega se determinará considerando que a partir de junio del año 1994, el precio en boca de pozo será desregulado.

Para viabilizar desde el punto de vista económico las soluciones técnicas posibles del abastecimiento de gas a la Provincia se analizarán las posibilidades de su coordinación, con regiones co-lindantes con la Mesopotamia, como los estados del Sur de Brasil y Paraguay.

Dichas regiones pueden ser susceptibles de una política gasífera conjunta, razón por la cual se ha obtenido la información sobre sus mercados potenciales de consumo.

La información sobre los Estados del Sur de Brasil fue proporcionada por funcionarios de **INFRAGAS** (Infraestructura del Gas para la Región Sur de Brasil) empresa con sede en Florianópolis y constituida por la Federaciones de Industrias de dichos estados, y cuyo objetivo, es fundamentalmente el de procurar el suministro de gas natural para sus industrias.

En cuanto al mercado potencial del Paraguay la información fue suministrada por la empresa **PETROPAR** (Petróleo Paraguay) con sede en Asunción.

7 - Mercados y Demanda Potencial de Gas Natural de la Región Sur del Brasil

En febrero del año 1993 se ha firmado un contrato de compra de gas natural entre Petrobrás y Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos.

Se pactó el suministro de 8 MMMCD (Millones Metros Cúbicos por Día) por un lapso de 20 años, que se duplicará a partir del octavo año, frente al mercado potencial de las regiones Sur y Sureste del Brasil, en el año 2000 sólo se alcanzaría a cubrir el 50 % de la demanda potencial de las mismas.

El inicio de suministro de gas está previsto para el segundo semestre de 1996.

Los sectores que fundamentalmente demandarán gas natural para usos energéticos son los Sectores Industrial, Doméstico, Transporte y Comercial, en ese orden.

Para el año 2005 el déficit de suministro sería mucho mayor, ya que la oferta de gas de dicha procedencia cubriría el sólo el 34 % de la demanda potencial de esas regiones.

Por lo que los estados del Sur del Brasil, ofrecen la posibilidad de un mercado insatisfecho que eventualmente podría ser abastecida desde las provincias de la Mesopotamia Argentina, como Corrientes.

Con tal fin se obtuvo la información que a continuación se consigna sobre los mercados potenciales en la región sur del Brasil.

7.1 Sector Industrial

La demanda potencial ha sido proyectada considerando los dos posibles escenarios.

Los consumos históricos de energía correspondientes al año 1991 han sido utilizados como base para proyectarlos al período 1995 - 2014.

Este escenario fue denominado Statu Quo, en el otro escenario las proyecciones han sido efectuadas en base a las estimaciones realizadas por las propias industrias y es aproximadamente un 25 % mayor que la demanda del año 1995, establecido para el escenario anterior.

Las tablas A y B resumen las proyecciones de la demanda potencial para los Municipios de los estados de Santa Catarina y Paraná.

Consumo Potencial de Energía en los Estados de Paraná y Santa Catarina				
Tabla A				
Escenario Statu Quo (Millones m3/año)				
Municipalidad	Histórico	Proyectado		
	1991	1995	2002	2014
Paraná				
Almirante Tamandaré	55,60	61,40	73,00	98,10
Araucária	184,40	203,50	241,90	325,30
Balsa Nova	47,40	52,30	62,10	83,60
Campo Largo	37,30	41,20	49,00	65,90
Colombo	72,70	80,20	95,30	128,20
Contenda	0,20	0,20	0,20	0,30
Curitiba	114,50	128,40	150,30	202,10
Ponta Grossa	96,90	106,90	127,10	171,00
Rio Branco do Sul	216,40	238,90	293,90	381,90
São José dos Pinhais	10,50	11,60	13,80	18,50
Subtotal Paraná	836,90	922,60	1106,60	1474,90
Santa Catarina				
Aguas Mornas	0,10	0,10	0,10	0,20
Araranguá	2,10	2,30	2,70	3,60
Barra do Sul	0,20	0,20	0,20	0,30
Blumenau	70,20	77,40	92,10	123,80
Brusque	33,90	37,50	44,50	59,90
Cocal do Sul	42,60	47,00	55,90	75,10
Criciúma	111,40	123,00	148,20	196,60
Forquilha	7,10	7,80	9,30	12,50
Gaspar	36,40	40,20	47,80	64,20
Guaramirim	3,50	3,90	4,60	6,20
Içara	22,20	24,50	29,10	39,10
Ilhota	24,40	26,90	32,00	43,00
Imbituba	0,80	0,90	1,10	1,50
Indaial	3,70	4,10	4,80	6,50
Jaraguá do Sul	40,80	45,00	53,50	72,00
Joinville	48,60	53,70	63,80	85,80
Mafra	5,40	5,90	7,00	9,40
Morro da Fumaça	1,00	1,10	1,40	1,80
Pomerode	7,00	7,80	9,20	12,40
Rio Negrinho	1,30	1,40	1,70	2,30
São Bento do Sul	12,90	14,20	16,90	22,70
São Francisco do Sul	5,20	5,70	6,80	9,10
Tijucas	38,00	42,00	49,90	67,10
Tubarão	35,60	39,30	46,70	62,80
Urucanga	5,40	6,00	7,10	9,60
Subtotal Santa Catarina	569,80	617,90	734,40	987,50
Total Paraná & Santa Catarina	1396,70	1540,50	1841,00	2462,40

Tabla B				
Consumo Potencial de Energía en los Estados de Paraná y Santa Catarina				
Escenario Expansión Económica (Millones m³/año)				
Municipalidad	Histórico	Proyectado		
	1991	1995	2002	2014
Paraná				
Almirante Tamandaré	55,60	86,30	102,60	138,00
Araucária	184,40	277,90	330,30	444,20
Balsa Nova	47,40	89,80	106,80	143,60
Campo Largo	37,30	46,70	55,50	74,70
Colombo	72,70	126,20	150,00	201,70
Contenda	0,20	0,30	0,40	0,50
Curitiba	114,50	150,50	178,90	240,60
Ponta Grossa	96,90	119,20	141,60	190,50
Río Branco do Sul	216,40	251,30	298,80	401,80
Saó José dos Pinhais	10,50	15,10	18,00	24,20
Subtotal Paraná	835,90	1163,30	1382,90	1859,80
Santa Catarina				
Aguas Mornas	0,10	0,10	0,10	0,20
Araranguá	2,10	2,80	3,40	4,50
Barra do Sul	0,20	0,20	0,20	0,30
Blumenau	70,20	88,70	105,50	141,80
Brusque	33,90	43,70	52,00	69,90
Cocal do Sul	42,60	48,50	57,60	77,50
Criciúma	111,40	198,40	235,80	317,10
Forquilha	7,10	11,00	13,10	17,60
Gaspar	36,40	12,40	14,70	19,80
Guaramirim	3,50	4,80	5,70	7,70
Içara	22,20	31,90	37,90	51,00
Ilhota	24,40	30,70	36,50	49,10
Imbituba	0,80	1,70	2,00	2,70
Indaial	3,70	5,00	5,90	8,00
Jaraguá do Sul	40,80	50,90	60,50	81,30
Joinville	48,60	66,50	79,00	106,30
Mafra	5,40	14,50	17,30	23,20
Morro da Fumaça	1,00	4,10	4,80	6,50
Pomerode	7,00	6,20	7,40	10,00
Río Negrinho	1,30	1,40	1,60	2,20
Saó Bento do Sul	12,90	15,90	18,90	25,40
Saó Francisco do Sul	5,20	8,10	9,70	13,00
Tijucas	38,00	51,00	60,60	81,50
Tubarão	35,60	45,90	54,50	73,40
Uruçanga	5,40	21,90	26,00	35,00
Subtotal Santa Catarina	559,80	766,30	910,70	1225,00
Total Paraná & Santa Catarina	1395,70	1929,60	2293,60	3084,80

El consumo histórico de energéticos en el Sector Industrial de dichos estados se indica en la siguiente tabla:

Tabla I

Tipo de Energía	Año 1991	
	Paraná %	Santa Catarina %
Leña, residuos de madera, briquetas	34,30	26,30
Fuel Oil	27,80	39,90
Diesel Oil, Kerosén	0,50	1,10
GLP	0,60	5,60
Carbón, Carbón Vegetal	34,60	18,90
Gas de carbón	0,00	6,30
Electricidad	2,20	1,90
	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

El porcentaje de consumo de energía por tipo de industria proyectado para el año 2014 se indica a continuación en la tabla II.

Tabla II

Tipo de Industria	Año 2014	
	Paraná %	Santa Catarina %
Cemento	27,70	0
Cerámica / Vidrio	5,00	52,1
Química / Fertilizante	17,90	5,7
Alimentos y Bebidas / Soja	16,60	8,5
Hospitales / Hoteles	0,10	0,1
Cal	17,50	0
Minería / Manufacturas	4,30	10,9
Celulosa / Papel	7,20	0
Acero / Aluminio	0,60	0
Textiles	0,10	18,9
Otras	3,00	3,8
Total	<u>100,00</u>	<u>100,00</u>

7.2 Sector Doméstico

El mercado doméstico potencial fue determinado para las Municipalidades de Curitiba y Florianópolis.

El análisis tuvo como objetivo identificar los municipios (regiones y zonas homogéneas) que tienen una ocupación presente y tendencia futura a la saturación, haciendo la instalación de redes de distribución económicamente viables y con porcentajes de captura de potenciales consumidores conectados a la red dentro de precios razonables comparados con el de otras compañías de distribución de gas en Brasil.

Un promedio conservativo de 1,47 m³/día fue adoptado para cada consumidor potencial. Los consumos potenciales figuran resumidos para las dos municipalidades en las tablas III y IV.

Tabla III

Mercado Doméstico Potencial Curitiba					
Zona Homogénea Código	Area (Km2)	Nro. de Consumidores		Consumo Potencial m³ / d í a	
		1990	2000	1990	2000
N2	0,306	4284	5355	6298	7872
N4	0,728	8736	10192	12842	14982
N5	0,277	2216	3878	3258	5701
E1	1,336	16032	18704	23567	27495
Total	2,647	31268	38129	45965	56050

Fuente: Technoplan 1992

Tabla IV

Mercado Doméstico para Gas Natural en Florianópolis		
Area (Km2)	Nro. de Consumidores Domésticos	Consumo Potencial en 1990 (m³/día)
Polígono del Centro de Florianópolis		
3,23	12000	17640

7.3 Sector Comercial

Los pequeños sectores Comercial y Servicios deberán ser considerados como complementarios del Sector Doméstico en este estudio.

Una relación de un comercio por cada 40 viviendas fue adoptada, cada uno con un consumo promedio de 5,4 m³/día.

El potencial de los mercados de los pequeños comercios y servicios en Curitiba en áreas identificadas se indican en las tablas V y VI.

Tabla V

Sectores de Pequeños Comercios y Servicios para Áreas Identificadas en Curitiba				
Código de Zonas Homogéneas	Nro. de Consumidores Comerciales/Servicios		Consumo Potencial (m³/día)	
	1990	2000	1990	2000
N2	107	134	578	723
N4	218	255	1177	1377
N5	55	97	297	1604
E1	400	468	2160	2572
Total	780	954	4212	6276

Tabla VI

Sectores de Pequeños Comercios y Servicios para Áreas Identificadas en Curitiba		
Area (Km²)	Nro. de Consumidores Domésticos	Consumo Potencial en 1990 (m³/día)
Polígono del Centro de Florianópolis		
3,23	300	1620

Fuente: Technoplan 1992

7.4 Sector Transportes

El desarrollo de los programas de Gas Natural Vehicular en Brasil han sido recientes y esporádicos, en el largo término el potencial para aplicaciones en escalas mayores es bueno.

En particular en el transporte público (ómnibus y taxis) en centros urbanos densos que tengan sistemas de distribución de gas ofrecen grandes posibilidades para su utilización.

Para los estados de Paraná y Santa Catarina, resulta prudente para evaluar el potencial de consumo de Gas Natural para uso vehicular considerar los sectores de transporte constituidos por taxis y ómnibus.

La Tabla VII que se indica a continuación muestra los datos de las flotas de ómnibus en Curitiba y Florianópolis.

Tabla VII

Flota de Omnibus en Curitiba y Florianópolis		
Nro. de Omnibus	Curitiba	Florianópolis
En Operación	1282	264
Total	1615	296
Recorrido Promedio (km/día)	200	211
Prom.Comb..Utilizado (litros/100 km)	47,60	28,60
Promedio Edad Flotas (en años)	5,60	7,00

Fuente: COPEL (Curitiba), CELESC (Florianópolis), 1992.

Un ómnibus podría consumir 95 m³/día de gas natural en Curitiba y 60 m³/día en Florianópolis.

En Curitiba los 2249 taxis en operación tienen un promedio de edad de 4,8 años, recorriendo en promedio una distancia de 148 km/día y tienen un consumo promedio de combustible de 12,8 litros por cada 100 km (7,8 km/litro de etanol)

El consumo total de la flota podría ser de 42.700 litros/día o 15,6 M litro/año.

En Florianópolis con los mismos valores de promedio diario de distancia recorrida y consumo de combustible que Curitiba, los 488 taxis de la flota podrían consumir 9.400 litros/día o 3,4 M litros/año.

Un escenario para la demanda en el Sector Transporte se indica seguidamente en la tabla VIII.

Tabla VIII

	Volumen por año (1000 m³/día)														
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Omnibus:															
Curitiba	9,50	19,00	23,00	38,00	47,50	57,00	68,50	76,00	85,50	95,00	104,50	104,00	123,50	133,00	142,50
Florianópolis	1,20	2,40	3,60	4,80	6,00	7,20	8,40	9,60	10,80	12,00	13,20	14,40	15,50	16,80	18,00
Taxis:															
Curitiba	7,20	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60	21,60
Florianópolis	1,60	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80	4,80
Total	19,50	47,80	53,00	69,20	79,90	90,60	101,30	112,00	122,70	133,40	144,10	144,80	165,40	176,20	186,90

En base a los datos mencionados precedentemente, se elaboró el siguiente resumen el mercado potencial promedio del la región sur del Brasil.

Demanda Potencial de Gas Natural Región Sur de Brasil		
	<u>Año 1995</u>	<u>Año 2002</u>
Consumo Industrial		
* Paraná	2857	3400
*Santa Catarina	1896	2250
Consumo Doméstico +Comercial		
*Curitiba	56	63
*Florianópolis	19	27
Transporte		
*Curitiba + Florianópolis	58	133
Consumo Porto Alegre		
	1000	1500
Total	5886	7373

Como ya se mencionó existe la posibilidad que éste mercado se abastecido parcialmente desde Bolivia a través del gasoducto a construirse desde Puerto Suarez (Bolivia) a Campinas (San Pablo) y que se prolongaría a Curitiba, Florianópolis y Porto Alegre.

De acuerdo a lo previsto el abastecimiento de gas natural se produciría en el segundo semestre de 1996.

Si esto se concreta, los caudales de demanda insatisfecha estimada ascenderían a 600 Miles m³/día y crecerían paulatinamente hasta aproximadamente 4400 Miles m³/día en el año 2002.

Es posible que la demanda de San Pablo absorba la casi totalidad del gas proveniente de Bolivia, en cuyo caso la demanda potencial de la región sur quedaría íntegramente insatisfecha y podría ser abastecida, casi en su totalidad, desde la Argentina.

En este supuesto la demanda ascendería a alrededor de 5,96 Millones m³/día en 1995 y de 7,4 Millones m³/día en el año 2002.

Precios Promedios de los Combustibles Utilizados Actualmente en el Sur de Brasil

<u>Precio Promedio de los Combustibles</u>			
Combustible	Valor Promedio u\$s / Gcal	%	Gcal / año
Leña o sus derivados	12,28	12,339	481442,41
Energía eléctrica	53,16	3,379	131880,83
GLP	51,03	7,918	308940,92
Carbón Vegetal	31,60	11,748	458396,71
GBPC (gas de bajo poder calorífico)	25,00	2,285	89147,63
Alquitrán	10,50	0,043	1688,22
Kerosen	60,25	1,007	39289,90
Aceite Mezcla 50	20,00	0,111	4337,55
Aceite Mezcla 60	20,00	0,368	14376,80
Propano Puro	60,00	0,384	15000,00
Carbón Mineral	7,18	18,880	736687,04
Turba	15,62	0,008	301,28
Aceite BPF 1A	16,11	23,419	913788,72
Aceite BPF 2A	15,52	7,216	281578,67
Aceite BTE 1A	15,00	0,996	38860,99
Aceite BTE 1B	16,99	2,769	108058,82
Aceite BTE 2B	23,00	2,671	104174,21
Coke	31,08	4,459	173985,28
		<u>100,000</u>	<u>3901915,98</u>
Precio Medio Ponderado de los Energéticos		u\$s 21,44 / GCal = u\$s 5,40 / MMBTU	

7.5 Datos Socio-económicos

Región Sur del Brasil		
Producto Bruto Interno per Cápita		
Estado	Año 1991	Año 1992
	u\$s	u\$s
Santa Catarina	3007	3260
Paraná	2546	2567
Río Grande do Sul	2567	3804

Comportamiento del Producto Bruto Interno			
Año	Variación Anual %		
	Santa Catarina	Paraná	Río Grande do Sul
1990	-2,83	-6,60	-3,00
1991	0,78	2,50	-2,80
1992	2,25	1,70	6,00

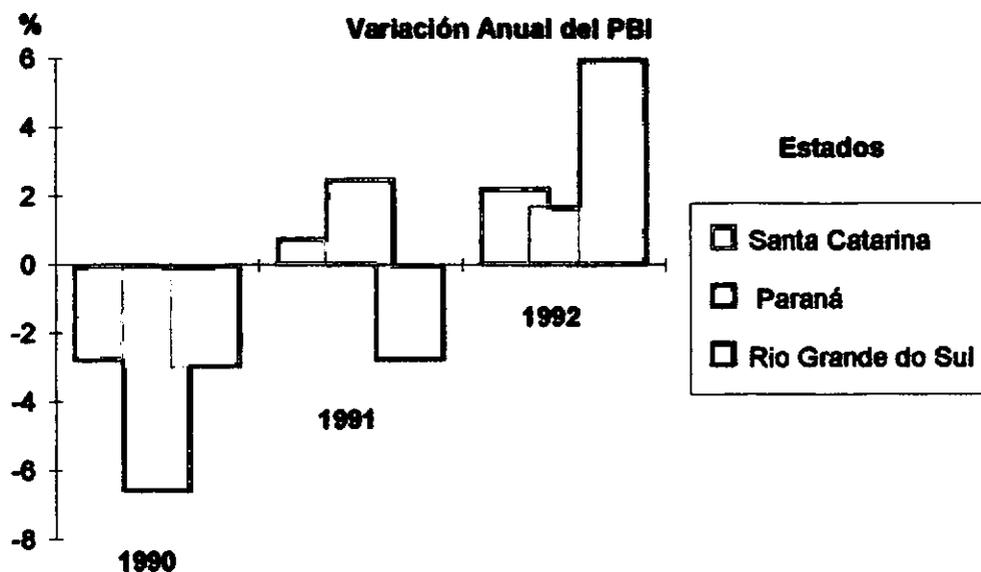


Tabla IX

Demanda de Energía (Miles de tEP)			
Fuente	Histórico	Proyectado	
	Año 1992	Año 1995	Año 2000
Leña	1342	1413	1560
Residuos Vegetales	542	618	844
Carbón Vegetal	178	253	263
GLP	64	73	90
Naftas	147	150	161
Kerosene y JP1	9	9	10
Gas oil	464	514	667
Fuel oil	68	76	99
Alcohol	18	19	22
Energía eléctrica	213	251	343
Total	3045	3376	4059

A continuación se indica en el cuadro X la sustitución por gas natural prevista.

Sustitución por gas natural (tEP)		
	Año 1995	Año 2000
	5%	10%
Leña	91845	252600
GLP	43800	63000
Gas oil	15420	46690
Fuel oil	11400	22500
Alco-nafta	6335	21110
Total	168800	405900
Gas Natural	Año 1995	Año 2000
Miles m ³ / año	195808	470844
Miles m ³ / día	536	1290

8 - Mercado y Demanda Potencial de Gas Natural del Paraguay

La estructura de consumo de energía en el Paraguay, demuestra una alta dependencia de la biomasa, leña y residuos vegetales principalmente, además del carbón vegetal. Las energías convencionales presentan un nivel de penetración del 32 %, de las cuales un 25 % corresponden a derivados del petróleo y un 7 % a energía eléctrica.

Como se aprecia, en el caso de la energía eléctrica, aún con el gran desarrollo del programa de electrificación del Paraguay, emprendida a partir de la década del 70, los niveles de consumo en los diferentes sectores no posibilitaron un aumento significativo de ésta fuente en la matriz energética.

Considerando éste antecedente y teniendo en cuenta la gran disponibilidad de energía hidroeléctrica, **Petropar** del Paraguay ha planteado una sustitución de los combustibles utilizados tradicionalmente (leña, gas oil, fuel oil, gas licuado, naftas y alcohol) del 5 % en la estructura de consumo proyectada para el año 1995 y de 10 % para el año 2000, según:

Sustitución de consumos:

- De leña en el Sector Industrial.
- De GLP en el Sector Doméstico y Transporte.
- De gas oil en el transporte público urbano.
- De fuel oil en el Sector Industrial.
- De alco-nafta en el Sector Transporte.

Población - Región Sur - Año 1991

	Santa Catarina	Paraná	Río Grande do Sul	Total
Población	4538248	8443299	9135479	22117028
Urbana	3205600	6192976	6994134	16392710
Rural	1332648	2250323	2141345	5724316
Hombres	2273632	4207296	4494656	10975584
Mujeres	2264616	4236003	4640823	11141442
Tasa media geométrica de crecimiento anual de población (1980-1991)	2,05	0,90	1,47	1,36

Precios de los Combustibles Utilizados para Usos Energéticos

A continuación se indican los precios de los combustibles, vigentes en Noviembre '93 y que podrían ser sustituidos por el gas natural, siempre que su precio resulte competitivo frente a ellos.

Combustible	Unidad	Precio por Unidad u\$s	Precio u\$/Gcal	Precio u\$/MMBTU
Leña	kg	0,08333 / 0,11111	23,86 / 31,82	5,97 / 8,02
Carbón Vegetal	kg	0,13889	17,48	4,41
GLP	kg	0,37778	34,4	8,67
Naftas	litro	0,38333 / 0,42222	37,19 / 40,96	9,37 / 10,32
Fuel Oil	litro	0,15883	16,08	4,05
Alcohol	litro	0,31111	----	----
Energía eléctrica	kWh	0,03708	42,92	10,82

Informe Parcial nro. III

ANÁLISIS DE LAS ALTERNATIVAS TÉCNICAS.

Factibilidad económica de las alternativas técnicas seleccionadas.

1 - Provisión de gas natural mediante gasoducto.

1.1. - Introducción.

1.2. - Caudales de gas a transportar.

1.3. - Traza y longitud del gasoducto proyectado.

1.4. - Valuación de las inversiones.

1.5. - Plazo de ejecución estimado.

1.6. - Valor del gas.

1.7. - Factibilidad económica. T.I.R.

2 - Provisión de gas natural mediante gas natural a presión (GNP).

2.1. - Introducción.

2.2. - Caudales de gas a transportar.

2.3. - Valuación de las inversiones.

2.4. - Plazo de ejecución estimado.

2.5. - Valor del gas.

2.6. - Factibilidad económica. T.I.R.

3 - Provisión de gas natural mediante gas natural licuado (GNL).

3.1. - Introducción.

3.2. - Caudales de gas a abastecer y capacidad de la planta de GNL.

3.3. - Valuación de las inversiones.

3.4. - Plazo de ejecución estimado.

3.5. - Valor del gas.

3.6. - Factibilidad económica. T.I.R.

Provisión del gas natural mediante el gasoducto

1.1. - Introducción

La alimentación de gas natural a la provincia de Corrientes, por el proyectado Gasoducto del Noreste que vinculará los yacimientos del NO con Brasil, pasando por la Mesopotamia Argentina, resultaría factible siempre que el mismo sea construido. El proyecto, no obstante el protocolo firmado entre los representantes de Brasil y Argentina, requerirá de grandes inversiones y su realización no se vislumbra a corto plazo.

Su concreción podría demorar 10 años y siempre que se tengan certezas sobre las reservas de los yacimientos del NO y su traza muy posiblemente pasaría por territorio de Bolivia según el compromiso firmado por ese país de permitir el paso de gas de terceros países.

En consecuencia, la posibilidad de acelerar los tiempos con una solución de carácter autónomo para la provincia de Corrientes, que la independice de la realización o no del citado gasoducto, resulta de interés para la provincia y sus habitantes.

Con relación a la alimentación mediante la construcción del gasoducto proyectado hacia el norte de la provincia de Santa Fé, se ha descartado porque su longitud es mayor que desde Paraná (Entre Ríos).

En cambio sería factible el tendido de este gasoducto (Paraná - Corrientes), prolongando el Gasoducto Mesopotámico que actualmente llega a esa ciudad, sobre la base del abastecimiento conjunto de la provincia y otros mercados como el sur del Brasil y Paraguay, y otras provincias del NE argentino que adhirieran al proyecto.

Además de acuerdo a informaciones proporcionadas por los funcionarios de Infragas en Florianópolis, existiría un gran déficit de abastecimiento en la región sur del Brasil en los próximos años, lo que requeriría la construcción de una Central Térmica de 500 MW con un consumo estimado de 2 millones m³/día de gas natural.

Alternativamente esa central con turbinas de gas podría ubicarse en las proximidades de Santo Tomé en la provincia de Corrientes, con el fin de abastecer dicha demanda de energía eléctrica, mediante la construcción de una línea de transmisión eléctrica de 300 km de longitud, que uniría los sistemas interconectados argentino-brasileño.

Este proyecto comprendería también la instalación en las proximidades de São Borja en el estado de Río Grande do Sul de una estación convertidora de frecuencia, capaz de transformar la energía eléctrica producida en la Argentina de 50 Hz en 60 Hz, que es la frecuencia que exige el sistema brasileño de distribución o viceversa. Del lado brasileño, sería complementado por líneas de transmisión que aseguren la posibilidad de un intercambio de 500 a 1000 MW.

En resumen, tiene como objetivo principal el abastecimiento de gas natural a la provincia de Corrientes para lo cual se ha considerado también la venta de gas a los mercados del sur de Brasil y Paraguay a fin de viabilizar la factibilidad económica del mismo.

1.2. - Caudales de gas a transportar

Se consideran dos etapas. La primera correspondiente a los consumos de gas natural estimados para el año 1995 y la segunda para el año 2000.

Consumos estimados para los municipios de la provincia de Corrientes ubicados sobre las trazas de los gasoductos proyectados.

Los valores de consumo en m³/día son los que se deducen de los valores calculados en el año 1995, indicados en nuestro informe II, ya presentado. Los consumos correspondientes al año 2000 se estimaron considerando una hipótesis de crecimiento del 4,5 % anual.

Estos valores se consignan a continuación en el Cuadro I.

Cuadro I		
Ciudad / Localidad	Consumo en m³ / día	
	Año 1995	Año 2000
Corrientes	97082	121353
Goya	19945	24931
Bella Vista	30249	37811
Mercedes	26468	33085
Santo Tomé	15356	19195
Santa Lucía	8907	11134
Paso de los Libres	11611	14514
Esquina	4238	5297
Alvear	2351	2939
La Cruz	1751	2189
Empedrado	1940	2425
Saladas	7986	9982
Totales	227884	284855

En el Cuadro II se expresan los caudales totales.

Cuadro II				
Región	1995		2000	
Municipios de la provincia de Corrientes	228000		285000	
Resistencia+ Formosa+Paraguay	1000000		1500000	
Sur de Brasil	3370000		5215000	
Totales	4598000	m3/día	7000000	m3/día

Aunque la demanda en el año 2000 de los estados del sur de Brasil podría ser mayor que los valores estimados, se debe considerar que la capacidad máxima del Gasoducto Mesopotámico es de 8 millones m³/día, de los cuales estimamos que se encuentran comprometidos actualmente con la provincia de Entre Ríos un caudal promedio de 1 millón de m³/día.

1.3. Traza y longitud del gasoducto proyectado.

La traza del gasoducto proyectado se indica en el Gráfico Nro. 1 adjunto.

Su cabecera estaría ubicada en la ciudad de Paraná, en donde llega actualmente el Gasoducto Mesopotámico.

Los datos técnicos principales son:

Díámetro de la cañería :	24 pulgadas.
Capacidad de entrega:	
Mínima	2 millones m³/día.
Máxima	8 millones m³/día.
Presión	68,6 bar.

El nuevo gasoducto proyectado acompañaría la traza de la ruta nacional nro. 12 hasta el empalme de la ruta nacional nro. 123, pasando por las proximidades de las ciudades de La Paz, Esquina, Goya y Santa Lucía.

En el empalme con la ruta nacional nro. 123, el gasoducto seguiría la traza de dicha ruta, pasando por las adyacencias de Mercedes, Paso de los Libres.

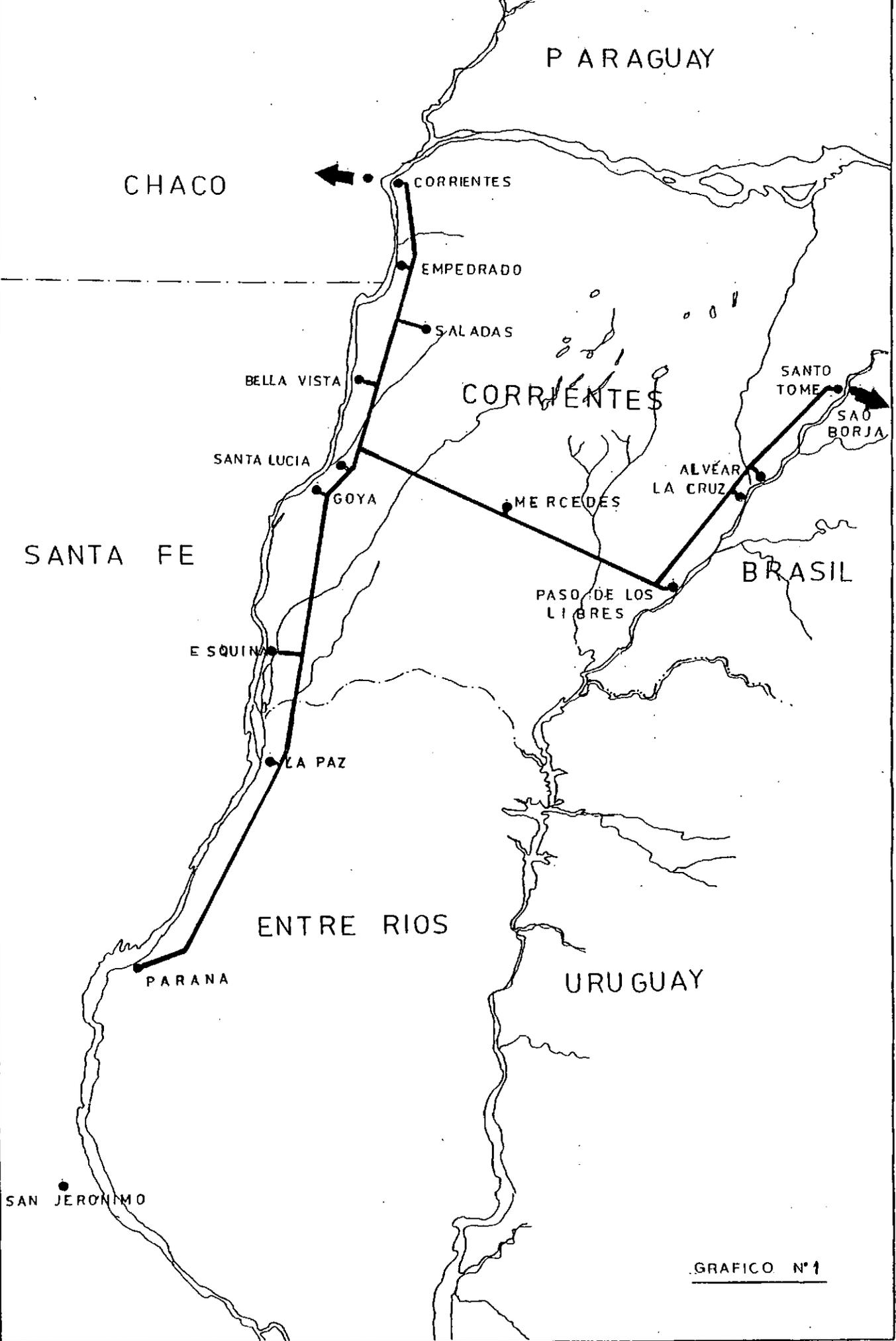
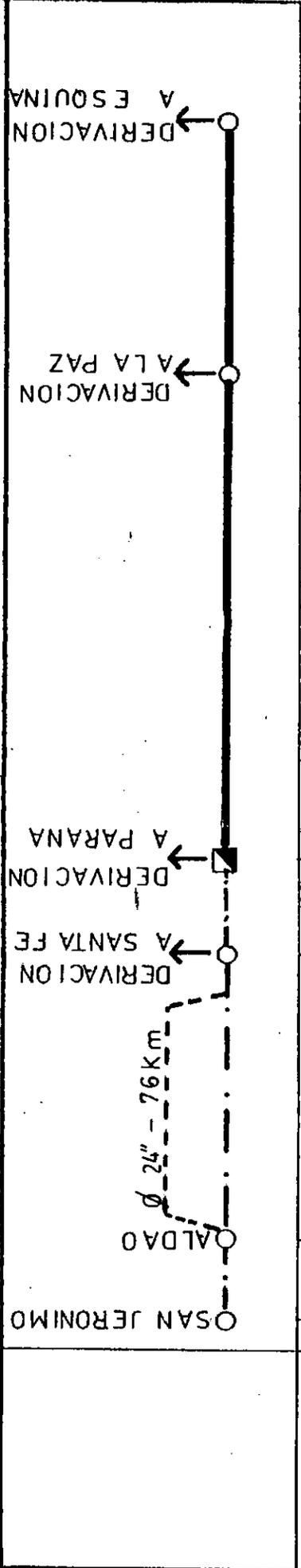


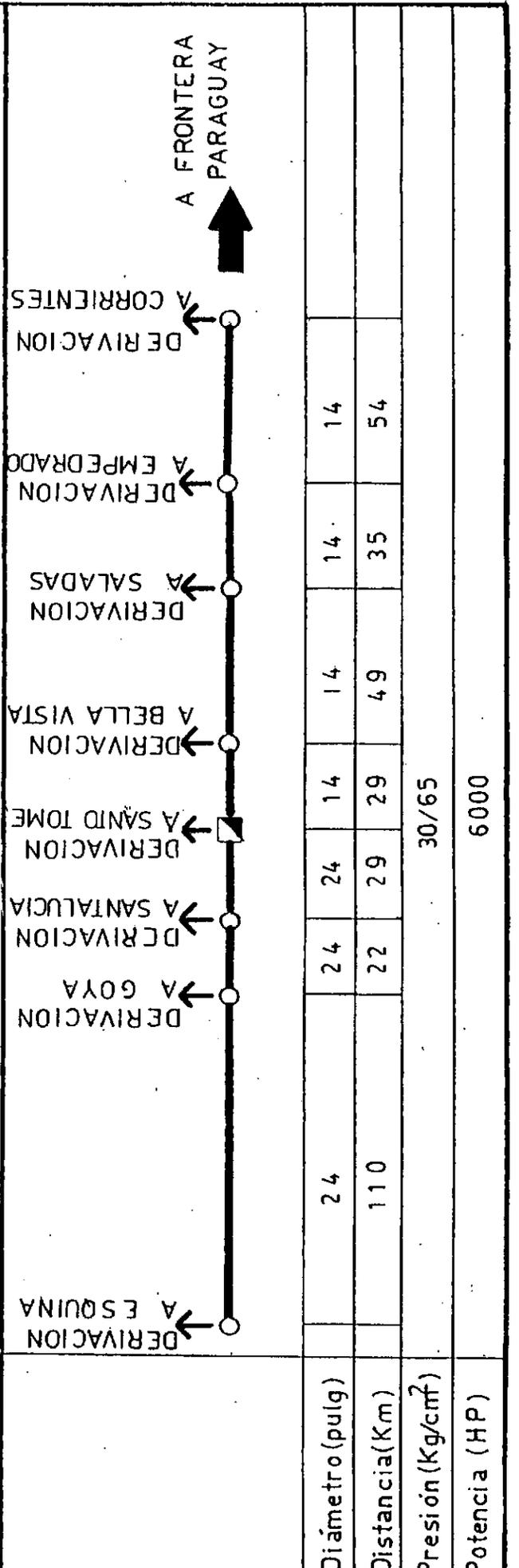
GRAFICO N°1

- Gasoducto a construir
- Gasoducto existente
- Planta compresora

GASODUCTO PARANA-CORRIENTES



Diámetro (pulg)	24	16	24	24	24	24
Distancia (Km)	26	96	32	162	46/65	85
Presión (Kg/cm ²)	53					
Potencia (HP)					6000	

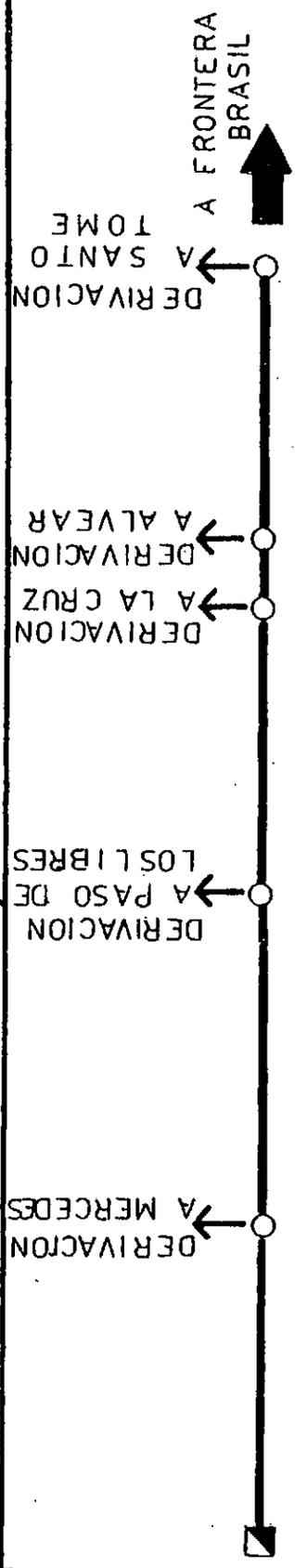


Diámetro (pulg)	24	24	24	14	14	14
Distancia (Km)	110	22	29	29	49	35
Presión (Kg/cm ²)						30/65
Potencia (HP)						6000

DERIVACION A SANTO TOME

REFERENCIAS

- Gasoducto a construir
- ▣ Planta compresora



Diámetro (pulg)	24	24	24	24	24
Distancia (Km)	113	109	90	17	83

Presión (Kg/cm²)

Potencia (HP)

Diámetro (pulg)

Distancia (Km)

Presión (Kg/cm²)

Potencia (HP)

1.4. Valuación de las Inversiones

Costos Adoptados:

Plantas Compresoras:

Turbo Compresores	u\$s / HP 700.-
Construcción y Montaje	u\$s / HP 1100.-

Gasoducto:

Diámetro		Cañería	Montaje	Total
mm	pulg.	u\$s / m	u\$s / m	u\$s / m
355	14	100	120	220
609	24	170	200	370

Inversión en plantas compresoras:

Plantas Compresoras	Turbo Compresores	Construcción y Montaje	Total
Paraná (2 x 6000 HP)	8400	13200	21600
Empalme ruta nac. 123 (2 x 6000 HP)	8400	13200	21600
			<u>43200</u>

Valores expresados en miles u\$s

Inversión en Gasoductos:

Tramo	Cañería	Montaje	Total
Paraná - Empalme ruta nac. nro. 123 408 km	69360	81600	150960
Santo Tomé Empalme ruta nac. nro. 123 - 412 km	70040	82400	152440
Corrientes Empalme ruta nac. nro. 123 - 170 km	17000	20400	37400
			<u>340800</u>

Valores expresados en miles u\$s

Sumario de la inversión total:

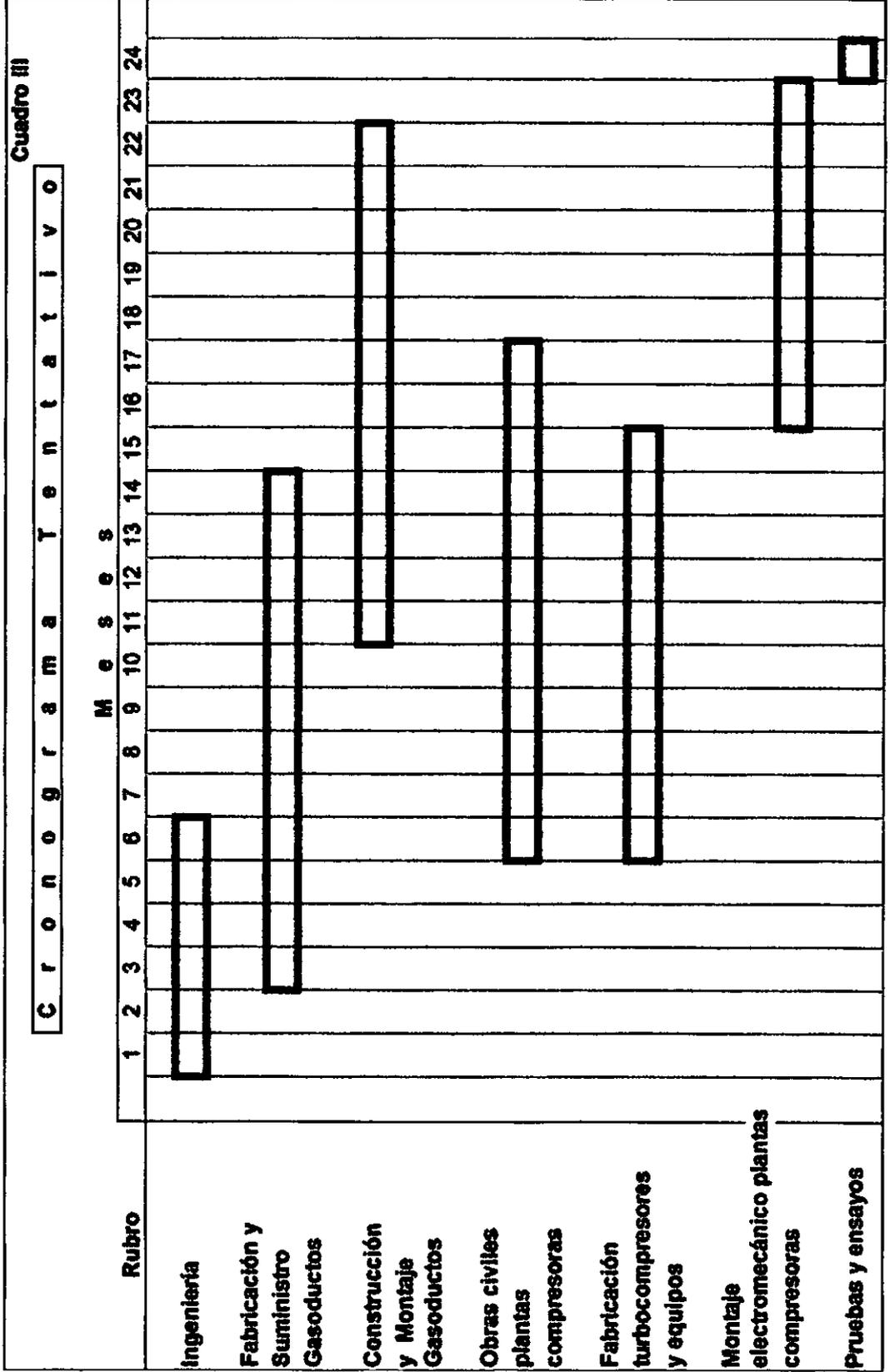
Plantas compresoras	43200
Gasoductos	340800
Total inversión real	384000
más:	
Intereses intercalares ($i = 0,10$)	38400
Total inversión	422400
Valores expresados en miles u\$s	

Cronograma de la inversión:

Año	Plantas Compresoras	Gasoductos	Total
Primero	32230	228910	261140
Segundo	1529	159731	161260
			422400
Valores expresados en miles u\$s			

1.5. - Plazo de ejecución estimado

El plazo total de ejecución estimado de los gasoductos de alimentación y las plantas compresoras es de dos (2) años. Este plazo surge del cronograma tentativo de los trabajos indicados en el Cuadro III.



1.6. - Valor del gas

El valor promedio de los costos incrementales (AIC) se determinó como la suma de los AIC del valor del gas entregado en Paraná (Entre Ríos) por la Empresa Transportadora de Gas del Norte S.A., que es quien tiene la Concesión de la operación del Gasoducto Mesopotámico.

Estos AIC son los valores del transporte por el gasoducto a construir desde la estación compresora Paraná, también a construirse hasta los respectivos City Gates de cada municipio o punto de entrega en frontera para la exportación de gas a los mercados de Brasil y Paraguay y los valores de distribución en los municipios de la provincia de Corrientes donde se prevé la construcción de redes.

Valor del gas entregado en Paraná:

El valor del gas se conforma con la suma del valor en boca de pozo más el transporte desde los yacimientos del norte hasta Paraná.

El valor en boca de pozo se adoptó teniendo en cuenta lo siguiente:

Actualmente los productores de gas reciben un precio de u\$s 0,97 por millón de BTU.

Este precio se mantendría hasta enero de 1994 según lo determinado por la ley 24.076 y la prórroga dispuesta por la secretaría de Energía.

Adoptando un 15 % de aumento, a partir de principios del año entrante, el valor del gas en boca de pozo ascendería aproximadamente a u\$s 1,12 por millón de BTU.

Respecto de la tarifa de transporte, actualmente es de alrededor u\$s 13,30 por cada 1000 m³ de gas transportado y por cada 1000 km de longitud, que equivale a u\$s 0,36 por millón de BTU y 1000 km.

Para la determinación de la distancia de transporte hasta Paraná, se adoptará que el gas sería provisto por los yacimientos del NO que resultaría de mayor valor de transporte que si proviniera de los yacimientos de Neuquén a través del Gasoducto Centro-Oeste.

Estas distancias hasta Paraná son:

Longitud gasoducto	Distancia Aproximada	
Campo Durán - San Jerónimo	1362	km
San Jerónimo - Santa Fé	154	km
Santa Fé - Paraná	28	km
Longitud Total del Transporte	1544	km

El valor del gas entregado en Paraná, se conformaría del modo siguiente:

Componentes tarifarios	Valor Actual	Valor Futuro
Valor en boca de pozo	0,97	1,12
Transporte a Paraná	0,56	0,56
Valor del gas en Paraná	1,53	1,68
Valores en u\$s por millón de BTU		

Valor del gas en Corrientes y Santo Tomé

Para establecer los valores del gas en Corrientes y Santo Tomé se sumarán al valor del gas en Paraná, los valores promedios incrementales del transporte considerando tres hipótesis de estos valores.

Para la distribución, a efectos de no incrementar sensiblemente la tarifa, se ha considerado que la misma sólo cubriría el mantenimiento o reposición parcial de las redes y que éstas se ejecutarían con cargos de obra a los futuros usuarios.

Componentes Tarifarios	Corrientes Hipótesis			Santo Tomé Hipótesis		
	1	2	3	1	2	3
Valor del gas en Paraná	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68	1,68
Transporte hasta City Gates	0,90	1,10	1,30	1,30	1,60	1,90
Tarifa de Distribución	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80	0,80
Valor en puerta del consumidor (sin impuestos)	3,38	3,58	3,78	3,78	4,08	4,38
Valores en u\$s por millón de BTU						

Estos valores del gas resultarían competitivos frente a los energéticos utilizados en el Sector Doméstico, en particular frente al GLP.

En cambio para el Sector Industrial podrían resultar algo elevados particularmente frente al fuel oil y la leña.

1.7. - Factibilidad económica - (T.I.R.)

Para la determinación de la factibilidad económica del gasoducto troncal para abastecimiento de la provincia de Corrientes se calcularon los flujos de beneficios netos, considerando los caudales de gas transportados tanto para la provincia como el gas entregado en frontera con Brasil y Paraguay para las hipótesis de valores de transporte antes indicados.

En las corrientes de costos se han tenido en cuenta los gastos operativos y de mantenimiento de las instalaciones.

También fueron incluidos en el cuadro de flujos de beneficios netos, los montos correspondientes a las inversiones y los valores de transporte de gas.

Con los flujos de beneficios netos, se calcularon las tasas internas de retorno (T.I.R) para tres hipótesis de valores del transporte.

Costo anual medio del transporte:

		Miles de u\$s
Amortización anual		83636
Gastos Operativos y de Mantenimiento:		
- Gasoductos		2045
- Plantas Compresoras		1566
	Total	87247
Vol.anual en miles de m3 normales de gas transportados. (prom. 15 años)		2378,34
	u\$s/Millón BTU	u\$s / m3
Costo medio del transporte	1,00	0,03668

Miles de u\$s

Hipótesis I

Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	Saldos
1	47520	0	0	-47520
2	374880	0	0	-374880
3	0	3611	73995	70384
4	0	3611	73995	70384
5	0	3611	73995	70384
6	0	3611	113473	109862
7	0	3611	113473	109862
8	0	3611	113473	109862
9	0	3611	113473	109862
10	0	3611	113473	109862
11	0	3611	113473	109862
12	0	3611	113473	109862
13	0	3611	113473	109862
14	0	3611	113473	109862
15	0	3611	113473	109862
16	0	3611	113473	109862
17	0	3611	113473	109862

T.I.R.

20%

Miles de u\$s**Hipótesis II**

Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	Saldos
1	45720	0	0	-45720
2	374880	0	0	-374880
3	0	3611	90950	87339
4	0	3611	90950	87339
5	0	3611	90950	87339
6	0	3611	139484	135873
7	0	3611	139484	135873
8	0	3611	139484	135873
9	0	3611	139484	135873
10	0	3611	139484	135873
11	0	3611	139484	135873
12	0	3611	139484	135873
13	0	3611	139484	135873
14	0	3611	139484	135873
15	0	3611	139484	135873
16	0	3611	139484	135873
17	0	3611	139484	135873

T.I.R.**25%**

2 - Provisión de gas natural mediante gas natural a presión (GNP)

2.1 Introducción

Una de las soluciones factibles para el suministro de gas lo constituye el sistema de transporte de gas natural a presión (GNP) por vía fluvial o terrestre.

Dado el caudal y las distancias de transporte resultará más conveniente el transporte por vía fluvial, el que se realizaría desde el puerto de Paraná hasta los puertos de Goya y Corrientes.

En estos puertos se deberían instalar facilidades para la carga, descarga y almacenamiento del GNP.

En los puertos de descarga se podría derivar a la red de distribución, previa reducción de la presión de utilización o a los tanques de almacenamiento.

Desde los puertos de Goya y Corrientes se podrían abastecer redes domiciliarias de gas natural, estaciones de GNC e industrias, de otras ciudades cercanas mediante camiones tanques o cañerías de alimentación.

Este sistema permitiría también el abastecimiento de las localidades alejadas, cuyo caudal de consumo no justifica la construcción de un gasoducto de alimentación.

Transportadora del Norte s.a. podría entregar el gas a la presión de gasoducto (aproximadamente 45 bar) en Paraná.

Existe experiencia en el transporte de gas a presión por carretera en otros países, como Italia.

Se utilizan para tal fin camiones tanques constituidos por un único recipiente de forma análoga a los empleados para el transporte de productos petrolíferos y gas propano líquido, a una presión relativamente modesta, que varía en el rango de 45 a 60 bar.

El sistema permite el abastecimiento de usuarios alejados de los gasoductos troncales, pero cuyo caudal de consumo no justifica la construcción de un ramal de derivación. En general esta situación resulta transitoria, pues al desarrollarse el consumo la rentabilidad del ramal se concreta en un cierto plazo.

En nuestro país también ya se ha implementado el transporte de gas natural a presión (GNP), mediante camiones tanques que tienen una capacidad de transporte de 1750 m³/viaje a una presión máxima de trabajo de 56 bar, en la ciudad de Chamental, La Rioja.

Existen además diversos proyectos de abastecimiento por el mismo sistema en varias localidades de la provincia de Buenos Aires.

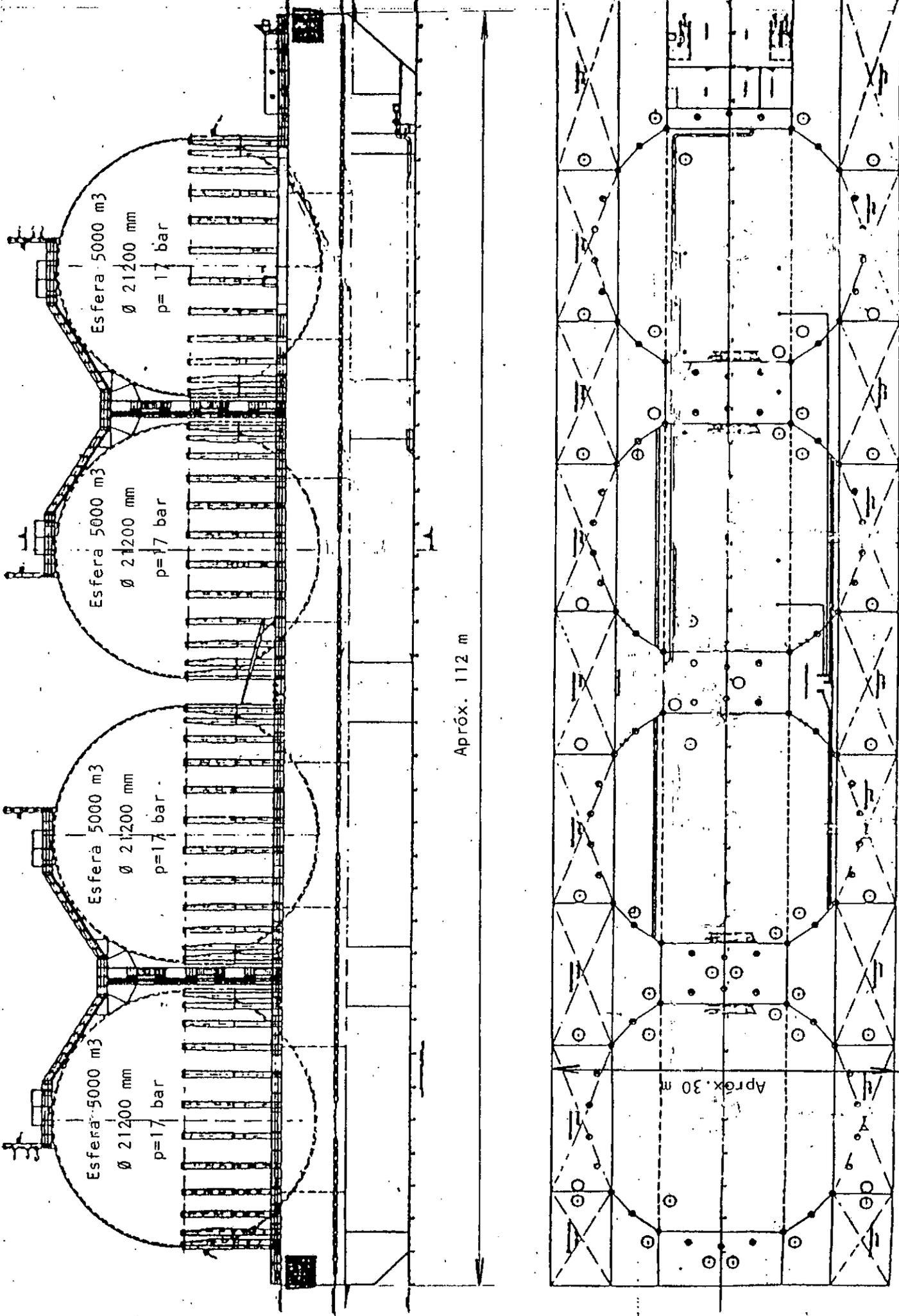


FIG.4 - Barcaza para transporte GNP

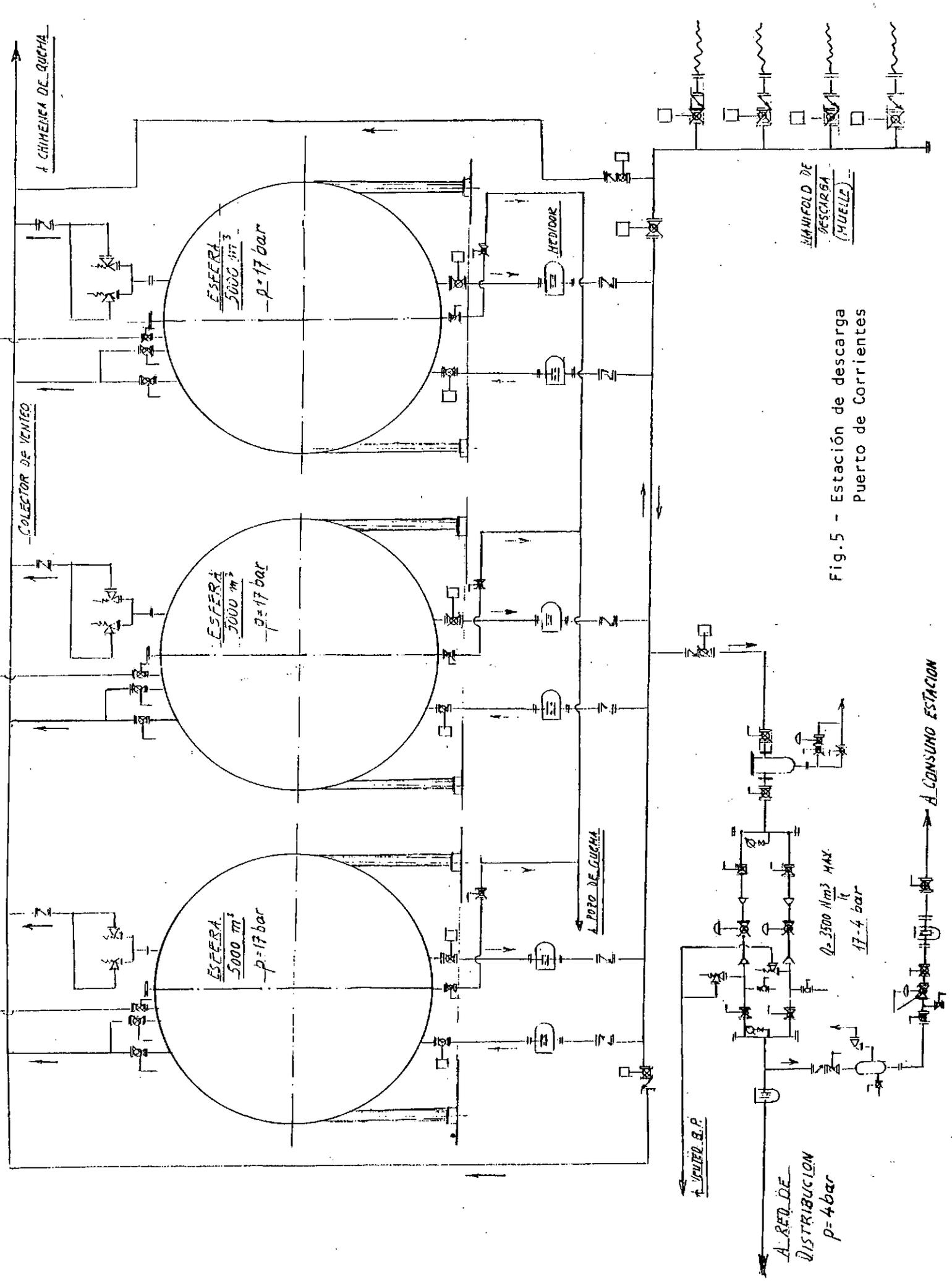


Fig.5 - Estación de descarga Puerto de Corrientes

2.2 Caudales de gas a transportar

El sistema de abastecimiento mediante la utilización del gas natural a presión (GNP) presenta ciertas limitaciones de carácter técnico - económico tales como la presión y distancia del transporte.

Por tal motivo consideraremos que en una primera etapa sería factible abastecer sólo parcialmente al potencial mercado provincial de gas natural.

De acuerdo con los consumos estimados para los años 1995 y 2000 los caudales a transportar correspondientes a las ciudades que se estima abastecer son:

Ciudades/Localidades	Consumo en m3 / día	
	Año 1995	Año 2000
Corrientes	97082	121353
Bella Vista	30249	37811
Santa Lucía	8907	11134
Goya	19945	24931
	156183	195229



Los caudales diarios indicados corresponden a condiciones normales, es decir a 15 grados centígrados y presión de 760 mm Hg.

A la presión de transporte (17 bar) los caudales a abastecer serían de aproximadamente 9200 m3/día en 1995 y 11500 m3/día en el año 2000, respectivamente.

2.3 - Valuación de las inversiones

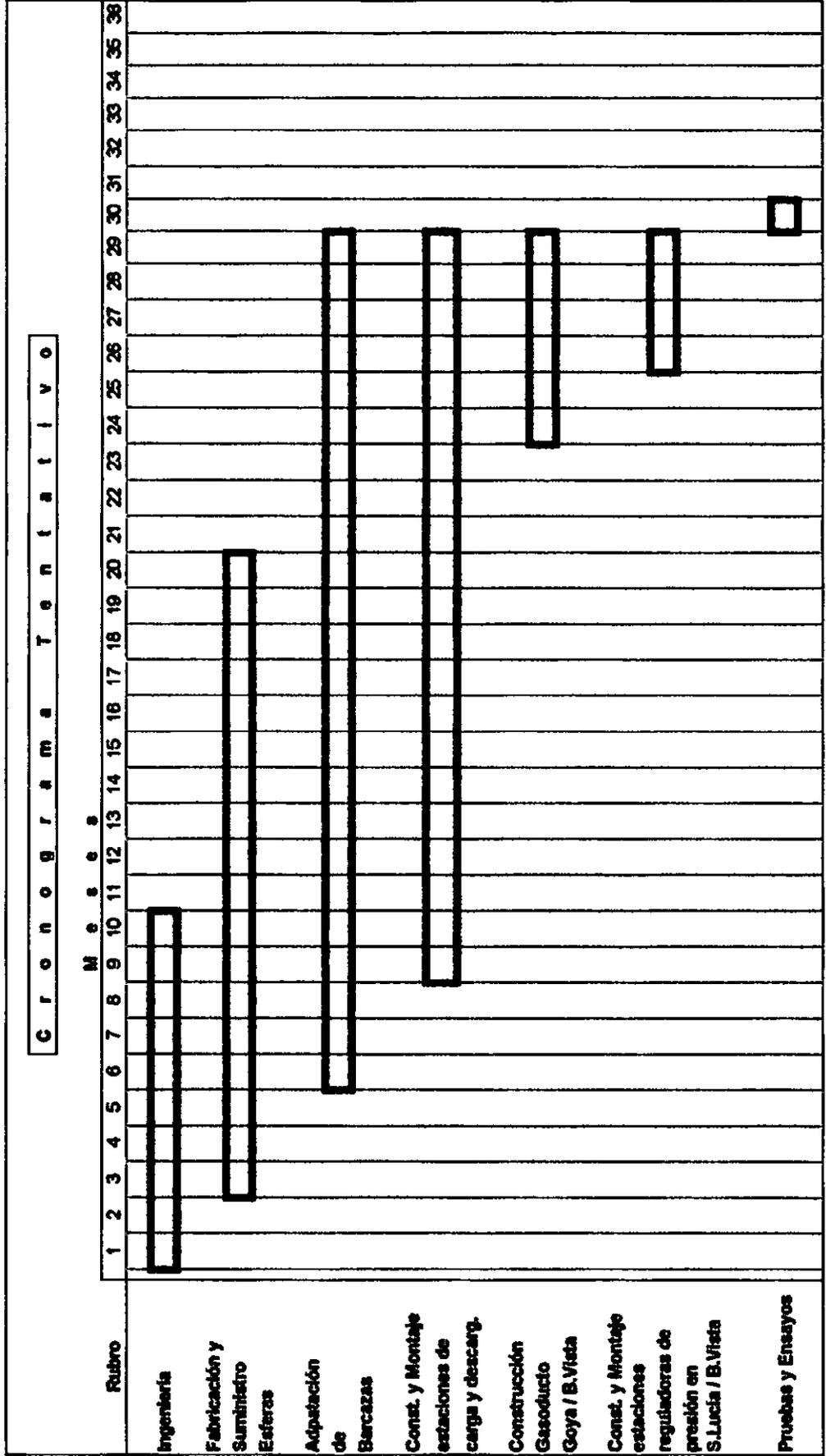
Las inversiones para efectuar el transporte fluvial entre los puertos de Paraná y Goya - Corrientes, estarán constituidas por:

- a) Las facilidades necesarias para la carga del GNP en el puerto de Paraná.
- b) Adaptación de barcazas.
- c) Fabricación de las esferas y montajes de las mismas sobre las barcazas.
- d) Las facilidades necesarias para la descarga de GNP y tanques de almacenamiento de GNP, en los puertos de Goya y Corrientes.

Para el abastecimiento de las ciudades de Santa Lucía y Bella Vista se podrían tender derivaciones de pequeña longitud desde la ciudad de Goya.

2.4. - Plazo de ejecución estimado

El plazo total de ejecución total estimado para la implementación del sistema de transporte de gas natural a presión. (GNP) es de 30 meses. Este plazo surge del cronograma tentativo de los trabajos indicados en el cuadro siguiente:



2.5 - Valor del gas

Para el valor del gas entregado en Paraná, adoptaremos los establecidos en el punto 1.6 del presente informe, correspondiente a la solución provisión de gas natural mediante gasoducto.

Estos valores son:

Componentes tarifarios	Valor actual	Valor futuro
Valor en boca de pozo	0,97	1,12
Transporte en Paraná	0,56	0,56
	<hr/> 1,53	<hr/> 1,68
Valores en u\$s por millón de BTU		

Valores del gas en Corrientes y Goya:

Para establecer las hipótesis de los valores de transporte del gas, se consideró criterios de valores que permitirían la viabilidad económica del proyecto, desde la óptica de un inversor privado.

Los valores adoptados:

Componentes Tarifarios	Corrientes / Goya		
	Hipótesis		
	1	2	3
Valor del gas en Paraná	1,68	1,68	1,68
Transporte hasta city gates	14,00	15,00	16,00
Tarifa de distribución	0,70	0,70	0,70
Valor en puerta del consumidor (sin impuestos)	<hr/> 16,38	<hr/> 17,38	<hr/> 18,38
Valores en u\$s por millón de BTU			

Estos valores podrían competir con el GLP en el Sector Doméstico, pero resultarían elevados para el Sector Industrial comparados con el fuel-oil y la leña.

2.6 - Factibilidad económica - T.I.R.

Para establecer la factibilidad económica de esta solución mediante el transporte de gas natural a presión en barcazas equipadas con esferas desde el puerto de Paraná hasta los puertos de Goya y Corrientes, con cañería de derivación a Santa Lucía y Bella Vista en la prov. de Corrientes, se calculó los flujos de beneficios netos, considerando los caudales de consumo estimados para abastecer dichas ciudades.

En las corrientes de costos se han tenido en cuenta los gastos operativos y de mantenimiento de las instalaciones y equipos previstos.

También se incluyeron en el cuadro de flujos de beneficios netos, los montos correspondientes a las inversiones requeridas y los valores del servicio de transporte de gas.

Con los flujos de beneficios netos, se calcularon las tasas internas de retorno (T.I.R.) para las tres hipótesis de valores de transportes considerados.

Costo medio anual del transporte:

	Miles de u\$s	
Amortización anual		11240
Gastos Operativos y de Mantenimiento:		
- Estaciones de Carga y Descarga		1210
- Barcazas		2000
Cañería de Derivación y estaciones reguladoras		40
Gasto de Combustibles Barcazas		6000
	Total	20490
Volumen anual promedio en miles de m3 normales de gas transportados		61416
	u\$s/Millón BTU	u\$s / m3
Costo medio del transporte	9,04	0,33363

Miles de u\$s**Hipótesis I**

Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	Saldos
1	44370	0	0	-44370
2	88740	0	0	-88740
3	14790	4625	13049	-6366
4	0	9250	26099	16849
5	0	9250	26099	16849
6	0	9250	32512	23262
7	0	9250	32512	23262
8	0	9250	32512	23262
9	0	9250	32512	23262
10	0	9250	32512	23262
11	0	9250	32512	23262
12	0	9250	32512	23262
13	0	9250	32512	23262
14	0	9250	32512	23262
15	0	9250	32512	23262
16	0	9250	32512	23262
17	0	9250	32512	23262
18	0	9250	32512	23262
19	0	9250	32512	23262
20	0	9250	32512	23262
21	0	9250	32512	23262
22	0	9250	32512	23262
23	0	9250	32512	23262
24	0	9250	32512	23262
25	0	9250	32512	23262
26		9250	32512	23262
27		9250	32512	23262

T.I.R.**13%**

Miles de u\$s**Hipótesis II**

Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	Saldos
1	44370	0	0	-44370
2	88740	0	0	-88740
3	14790	4625	13933	-5482
4	0	9250	27867	18617
5	0	9250	27867	18617
6	0	9250	34834	25584
7	0	9250	34834	25584
8	0	9250	34834	25584
9	0	9250	34834	25584
10	0	9250	34834	25584
11	0	9250	34834	25584
12	0	9250	34834	25584
13	0	9250	34834	25584
14	0	9250	34834	25584
15	0	9250	34834	25584
16	0	9250	34834	25584
17	0	9250	34834	25584
18	0	9250	34834	25584
19	0	9250	34834	25584
20	0	9250	34834	25584
21	0	9250	34834	25584
22	0	9250	34834	25584
23	0	9250	34834	25584
24	0	9250	34834	25584
25	0	9250	34834	25584
26		9250	34834	25584
27		9250	34834	25584

T.I.R.**14%**

Miles de u\$s**Hipótesis III**

Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	Saldos
1	44370	0	0	-44370
2	88740	0	0	-88740
3	14790	4625	14862	-4553
4	0	9250	29725	20475
5	0	9250	29725	20475
6	0	9250	29725	20475
7	0	9250	37156	27906
8	0	9250	37156	27906
9	0	9250	37156	27906
10	0	9250	37156	27906
11	0	9250	37156	27906
12	0	9250	37156	27906
13	0	9250	37156	27906
14	0	9250	37156	27906
15	0	9250	37156	27906
16	0	9250	37156	27906
17	0	9250	37156	27906
18	0	9250	37156	27906
19	0	9250	37156	27906
20	0	9250	37156	27906
21	0	9250	37156	27906
22	0	9250	37156	27906
23	0	9250	37156	27906
24	0	9250	37156	27906
25	0	9250	37156	27906
26		9250	37156	27906
27		9250	37156	27906

T.I.R.**15%**

Provisión de gas natural mediante gas natural licuado (GNL).

3.1. Introducción

La posibilidad y conveniencia de la solución con gas natural licuado, en adelante GNL, se basa en la gran ventaja que tiene su alta densidad energética, ya que la relación gas/líquido es de aproximadamente 590.

Además el GNL se puede transportar a una presión cercana a la atmosférica en tanques criogénicos, en los cuales se mantiene a una temperatura de -160 grados centígrados, contruídos con doble pared que conforman un recinto donde se efectúa el vacío y que se rellena con aislantes adecuados.

Sobre esta tecnología existe gran experiencia en países como los EEUU, Alemania y Francia, tanto en lo referente al proceso de licuefacción del gas natural, así como para su almacenamiento en tanques criogénicos y su transporte por vía marítimas en barcos tanques o vía terrestre en camiones tanque.

La primera patente para licuar, almacenar y transportar GNL fue otorgada en el año 1914 y en los casi ochenta años transcurridos se ha desarrollado una vasta experiencia a nivel mundial sobre su producción y almacenamiento.

La mayoría de las plantas existentes en el mundo para producción de GNL, tienen como fin primordial la exportación de grandes cantidades de GNL o para ser utilizadas como "peak - shaving".

Es decir plantas licuan el gas natural durante los períodos de baja demanda, para su almacenamiento en tanques criogénicos y posterior regasificación, cuando se presentan los picos de consumo en los períodos invernales.

En nuestro país, aún no se han instalado plantas de este tipo aunque ya en la década pasada Gas del Estado, había proyectado instalar una planta para licuación, almacenamiento y vaporización de gas natural (peak - shaving), en el Gran Buenos Aires.

La planta era de una capacidad de licuación y vaporización de 400000 Nm³/día y de 100 millones de Nm³ de capacidad de almacenamiento.

Su costo directo total estimado en 1985 era de 100 millones de u\$s.

En los EEUU, según datos del año 1992, existían instaladas 56 plantas de este tipo, cuyas capacidades oscilaban entre menos de 50 m³/día de GNL hasta más de 1000 m³/día.

Además existían 28 plantas satélites que sólo almacenaban GNL sin efectuar la licuefacción.

Luego de la privatización de Gas del Estado, algunas distribuidoras deben encarar la instalación de plantas de este tipo.

La empresa distribuidora Buenos Aires Norte S.A., conforme al contrato de concesión, debe efectuar una inversión obligatoria de 25 millones de u\$s en una planta de "peak - shaving" para cubrir los picos de demanda estacionales.

Esta situación abre las posibilidades de negociaciones con el fin de que estas plantas puedan también abastecer la demanda de gas natural de las provincias, como Corrientes, que carecen hasta ahora de alimentación por gasoducto.

Ello permitiría una mejor rentabilidad de estas plantas que tendrían entonces un doble propósito.

Independientemente de esta posibilidad, es factible también la instalación de una planta para producción de GNL en las cercanías de un gasoducto troncal, como en Paraná (Entre Ríos) o San Jerónimo (Santa Fé), con el fin exclusivo de abastecer de gas natural a la Prov. de Corrientes.

El esquema básico de abastecimiento estaría constituido, además de la planta para la producción de GNL, un sistema de transporte por camiones tanques, tanques de almacenamiento en los lugares de recepción del GNL, así como plantas de vaporización para su inyección en las redes de distribución.

Un esquema conceptual del abastecimiento se indica en la fig. nro. 6.

En el caso del GNL contrariamente a la solución con GNP propuesta en el capítulo anterior, consideramos que resultará más conveniente el transporte del GNL por carretera en camiones tanques criogénicos de paredes dobles en razón de la alta densidad del GNL que permite transportar grandes volúmenes de gas en tanques de menor capacidad.

En cuanto a la planta de licuefacción del gas natural, existen diversos procesos en el mercado que tienen aplicación particular en cada caso, de acuerdo con el tipo de planta y en función de los datos de diseño y de los factores que influyen en el mismo como: capacidad de la planta; condiciones del gas de alimentación; costos del gas, energía eléctrica y del agua; costo de la mano de obra, etc..

Consideramos que el proceso más adecuado podría ser de refrigerantes mixtos más simples, turboexpansores o ambos, teniendo en cuenta el importante potencial de recuperación energética que ofrecen los sistemas de licuación con expansores cuando el salto de presión es elevado, como sucedería si la toma del gas se efectuara en el gasoducto que llega a Paraná, con una presión de 45 - 40 bar y que se reduciría hasta la de almacenamiento del GNL (cercana a la presión atmosférica).

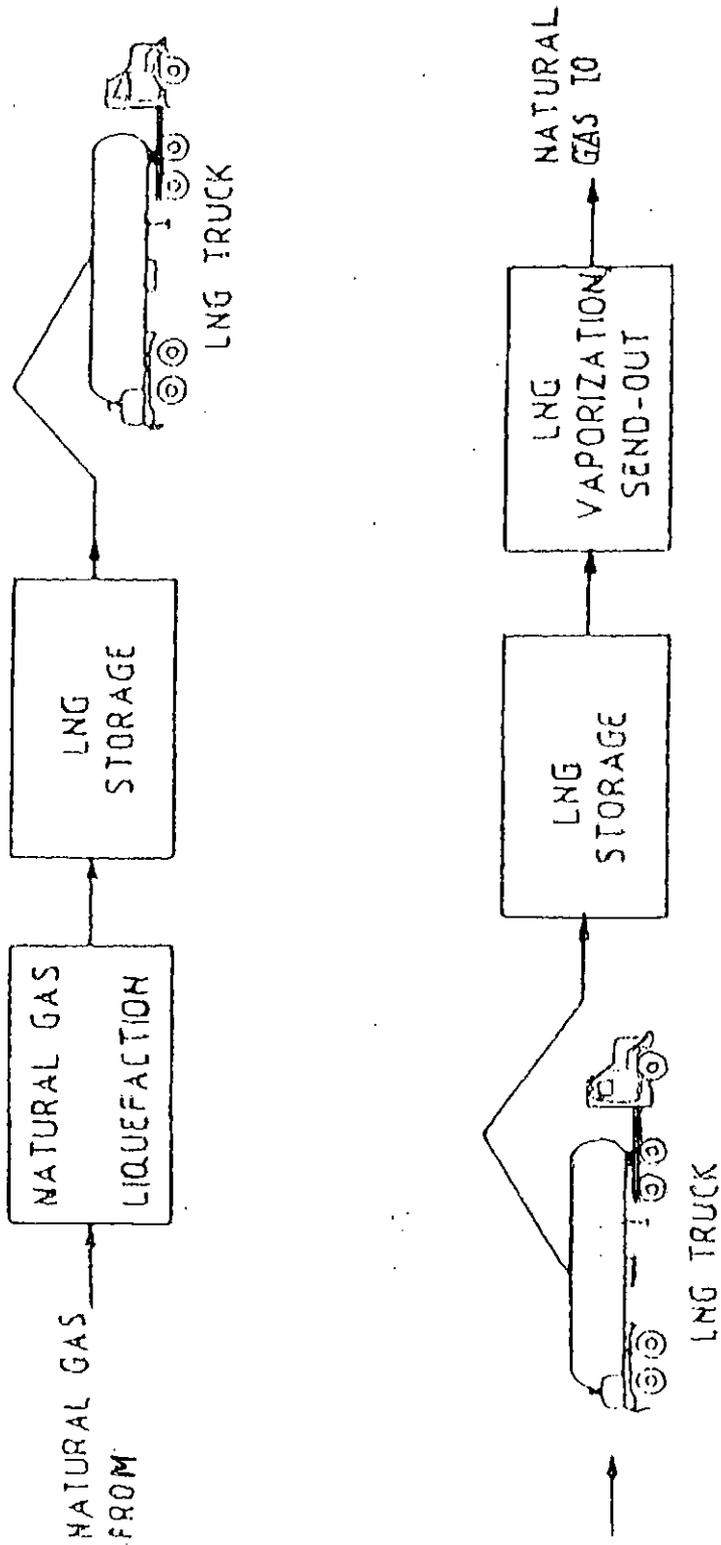


FIG. 6-Overall Concept of LNG Supply System

Además para su diseño, deberían adoptarse las premisas siguientes:

- Construcción modular que permita ampliaciones futuras.
- Operación continua en plena capacidad.
- Flexibilidad a diferentes condiciones del gas de entrada (caudal, presión y composición)
- Posibilidad de operación automática.
- Corto período de arranque.
- Bajos costos de inversión y operación.

Por razones de seguridad tanto la planta como los tanques de almacenamiento se deberán emplazar a distancias considerables de las zonas residenciales, de recreo y otras instalaciones industriales.

En la fig.nro. 7 se observa una vista panorámica de una capacidad de 156000 Nm³/día de gas que utiliza el ciclo MRL (Mixed Refrigerant Cycle) de licuefacción.

El gas de retorno del tanque de almacenamiento sería recirculado a la unidad de licuefacción y/o usado como combustible mediante sopladores que comprimirían el mismo.

En los tanques de almacenaje, en los puntos de recepción el gas de evaporación ("boil-off"), podría ser relicuado por contacto con el GNL, ligeramente sobreenfriado y bombeado nuevamente a los tanques de almacenamiento.

En los camiones tanques de transporte el gas evaporado de los tanques se podría utilizar como combustible de los motores de los camiones.

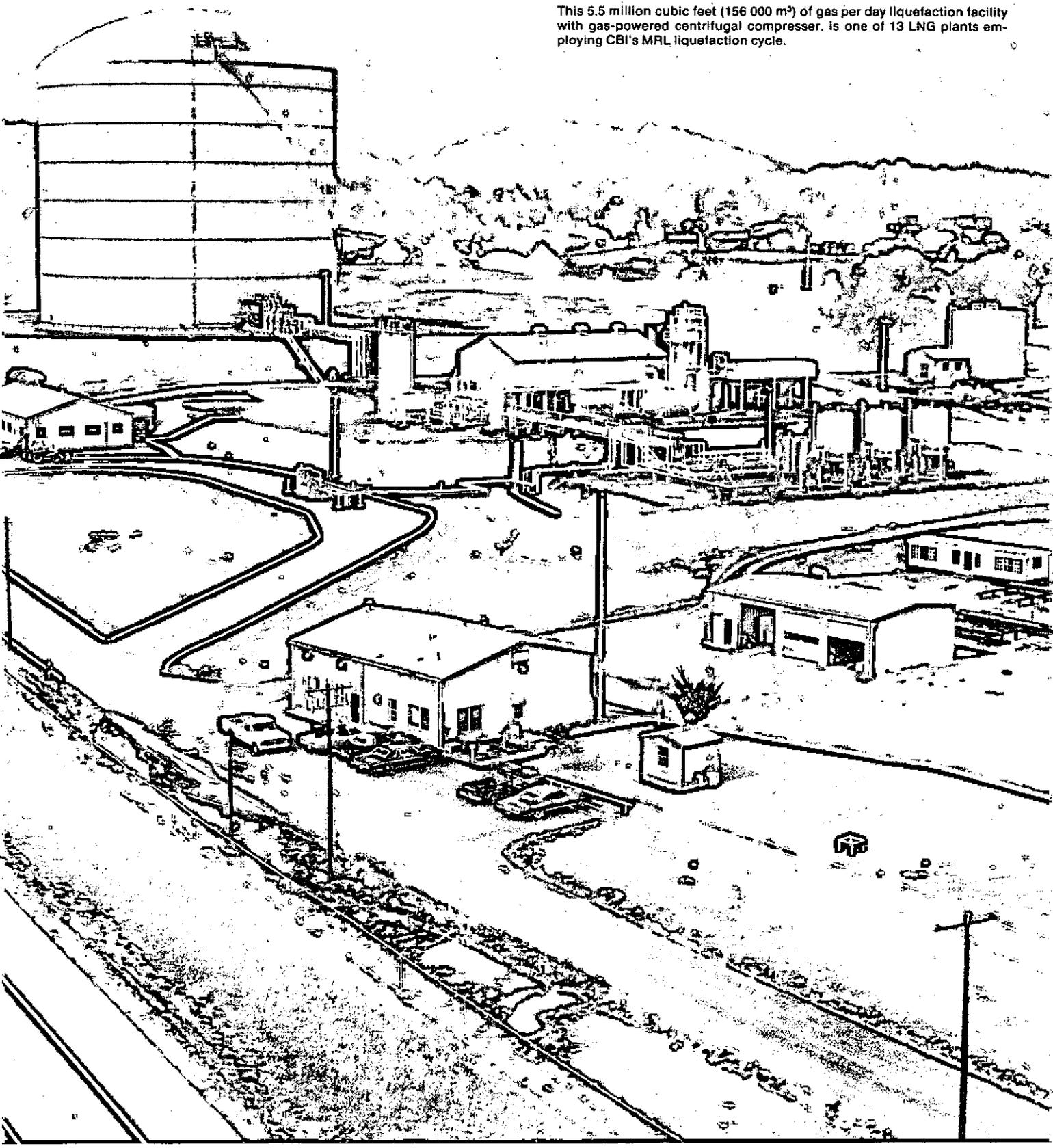
3.2. - Caudales a abastecer y capacidad de la Planta de GNL

Como en las soluciones en los anteriores capítulos se considerarán dos etapas: la primera con los consumos establecidos en el Informe Parcial II para el año 1995 y la segunda para el año 2000.

Los valores de consumo en m³/día indicados más abajo, se deducen de los calculados para el año 1995 que figuran en el informe citado.

Los correspondientes al año 2000 fueron estimados considerando una hipótesis de crecimiento e 4,5% anual.

This 5.5 million cubic feet (156 000 m³) of gas per day liquefaction facility with gas-powered centrifugal compressor, is one of 13 LNG plants employing CBI's MRL liquefaction cycle.



Cuadro IV

Ciudad / Localidad	Consumo en m³ / día	
	Año 1995	Año 2000
Corrientes	97082	121353
Goya	19945	24931
Bella Vista	30249	37811
Mercedes	26468	33085
Curuzú Cuatiá	18318	22897
Santo Tomé	15356	19195
Gobernador Virasoro	14688	18360
Santa Lucía	8907	11134
Paso de los Libres	11611	14514
Monte Caseros	8737	10921
Esquina	4238	5297
Alvear	2351	2939
La Cruz	1751	2189
Empedrado	1940	2425
Saladas	7986	9982
Totales	269627	337033

Los caudales en m³/día indicados en el Cuadro anterior, corresponden al gas en condiciones normales, es decir a 15 grados centígrados y 760 mm Hg de presión. Los caudales equivalentes de líquido son de aproximadamente 400 m³/día, para 1995 y 500 m³/día para el año 2000.

Para el análisis de la factibilidad económica se considerará la instalación de una planta de 500 m³/día de capacidad de producción de GNL.

Para el almacenamiento en planta se estimará una capacidad de almacenamiento de 15000 m³ de GNL, para lo cual se utilizaría un tanque de 15000 m³ de capacidad.

En todas las ciudades y localidades, donde en una primera etapa se tenderían redes de distribución se deberían instalar plantas de almacenamiento y vaporización para la inyección del gas natural en las mismas.

Los sistemas de vaporización existentes para convertir el GNL en gas son diversos, pero dada la características de la planta, debería ser diseñado para una operación continua.

En esta planta el GNL sería calentado hasta + 2 grados centígrados por medio, por ejemplo, de vaporizadores de combustión sumergida, que consisten, en quemadores que descargan gases calientes en forma descendente en un tubo sumergido en agua, en cuyo interior existen tubos más pequeños por donde circula el GNL que se vaporiza.

Otro sistema utiliza un fluido intermedio y consiste básicamente en una caldera tipo intercambiador, parcialmente llena con propano líquido que actúa como evaporador.

El propano vaporizado va hacia un segundo evaporador, donde al condensar, evapora el GNL.

La temperatura y presión de los evaporadores, son ligeramente superiores al punto de congelación del agua para evitar su solidificación.

En la fig.nro.8 se observa instalaciones de diversos tipos de vaporizadores.

El planteo de esta planta tendrá que adecuarse al diseño final y características que se seleccionen para producción del GNL, ya que podrían utilizarse tecnologías que lo produzcan a una presión mayor que la atmosférica, por ejemplo 8 bar que correspondería a una temperatura de líquido de sólo -130 grados centígrados, en lugar de -162 grados centígrados correspondiente a la presión atmosférica.

Ello permite ventajas termodinámicas, pero con necesidad de mayores espesores de los tanques de almacenamiento y tuberías de conducción, por lo que se deberían optimizar tantos los aspectos termodinámicos como los mecánicos.

La mayor presión del GNL también permitiría utilizar una presión de hasta 4 bar en las redes de distribución, de gas natural.

3.3. - Valuación de las Inversiones

Las inversiones para transportar y abastecer de gas natural a la Prov. de Corrientes mediante la utilización de GNL estarían constituidas por:

- a) Planta para producción y almacenamiento de GNL.
- b) Flota de camiones tanque criogénicos para el transporte de GNL.
- c) Unidades de vaporización de GNL en las ciudades/localidades con redes de distribución de gas natural a abastecer.

Vaporization

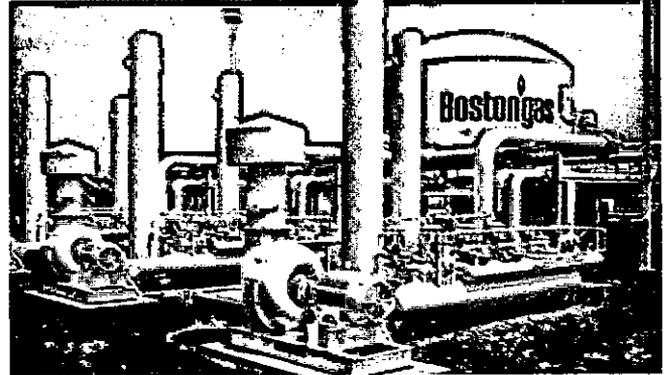
Vaporizing units for peak shaving plants currently in use fall into four major categories: intermediate fluid, semi-direct fired, submerged fired, and ambient air type units.

Intermediate fluid type vaporizers have been widely employed in the gas industry. CBI has developed a unique intermediate fluid system for vaporizing LNG and ethylene. Advantages in using this system include locating the fired equipment in the least hazardous area of the site and the vaporizer heat exchangers at a location convenient to the storage tanks, pumps, and other related equipment. Many components of this system make use of commercially available equipment.

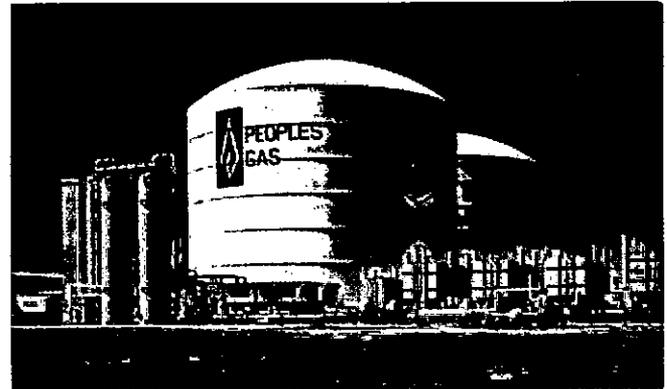
Semi-direct fired units use the flu gas from a burner to heat a product coil. These units have a low initial cost and a medium turn-down ratio but require expensive controls.

Submerged fired units bubble the products of combustion from a burner through a water bath in which the product coil is mounted. Its features are similar to the semi-direct fired unit.

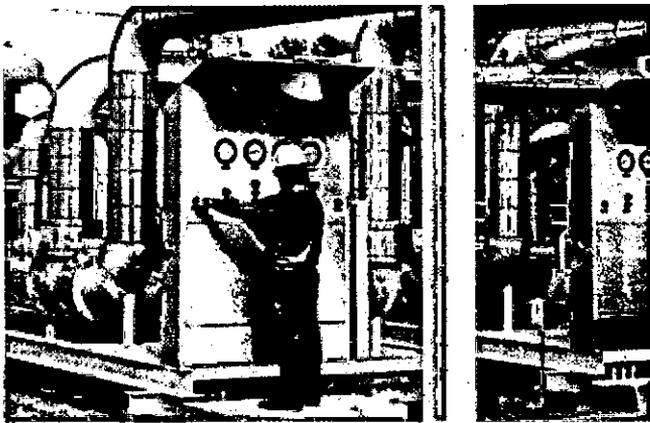
Ambient air vaporizers are attractive because of mechanical simplicity. The source of heat is normally water or air. Operation and maintenance costs are the lowest of any type of vaporization system known. The initial cost of this type of vaporizer is inherently higher than any other available. This type of vaporizer has been used primarily in base load and in some satellite plants.



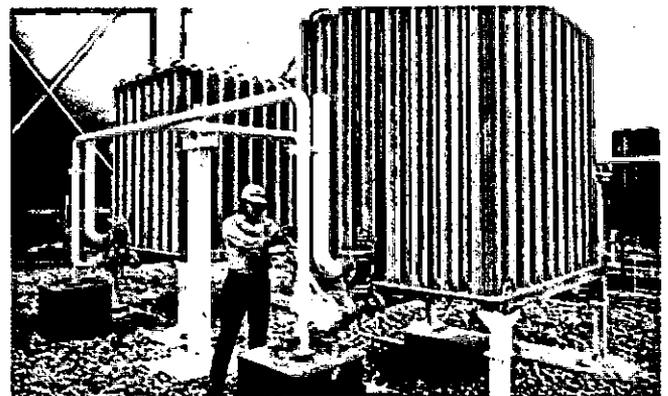
Three 62.5 million cubic feet (1 775 000 m³) of gas per day submerged combustion LNG vaporization units. Available for both above and in-ground installation.



A multiple semi-direct fired vaporizer installation. Combined capacity of four units on right is 300 million cubic feet (8 520 000 m³) of gas per day. Unit on left is used to heat regeneration gas for the pretreatment system.



Two 50 million cubic feet (1 420 000 m³) of gas per day CBI intermediate fluid type vaporizers.



Twin ambient air vaporizers, each with a sendout capacity of 25,000 cubic feet (700 m³) of gas per hour, provide gas to fuel normal pre-heating operations at a major industrial site in Alabama.

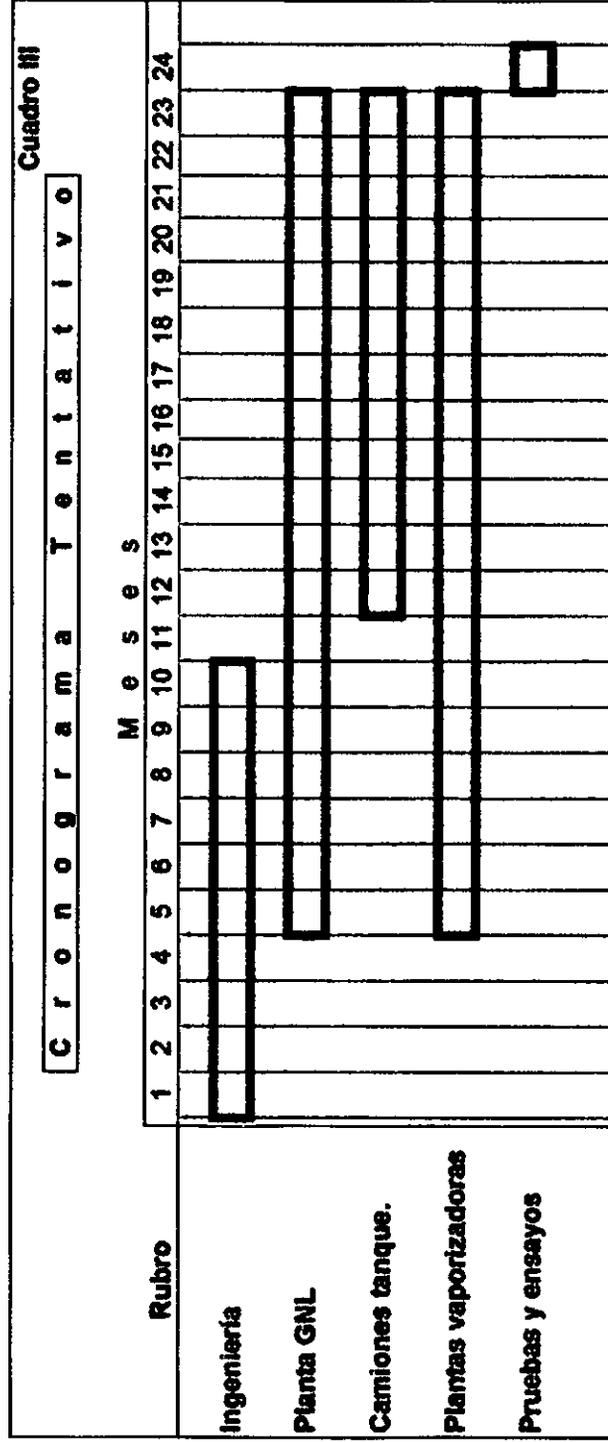
Inversiones requeridas:

	Miles de u\$s
Planta de GNL.	45000
Almacenamiento de GNL y carga camiones.	15000
Total	60000
Intereses Intercalares $i = 0,10$	6000
Inversión Total	66000

Las inversiones de capital para los puntos b y c se se tienen en cuenta al determinar los respectivos costos operativos.

3.4. - Plazo de ejecución estimado

El plazo total de ejecución estimado para la implementación del sistema de abastecimiento de gas natural mediante GNL es de 24 meses. Este plazo surge del cronograma tentativo de los trabajos indicados a continuación.



3.5. - Valor del gas

Adoptaremos para esta solución técnica el mismo valor establecido en el punto 1.6. del presente informe correspondiente al transporte de gas mediante gasoducto.

Estos valores son:

Componente Tarifario	Valor Actual	Valor Futuro
Valor en boca de pozo.	0,97	1,12
Transporte a Paraná.	0,56	0,56
Valor del gas en Paraná	1,53	1,68
Valores en u\$s por millón de BTU.		

Para establecer valores promedio de costo de producción, transporte, vaporización y entrega en City Gates adoptaremos tres hipótesis de valores de costos, que permitirían la viabilidad económica del proyecto para un inversor privado.

Los valores adoptados se indican a continuación:

Componentes Tarifarios	Hipótesis		
	1	2	3
Valor del gas en Paraná.	1,68	1,68	1,68
Producción, transporte, vaporización y entrega GNL.	4,00	4,50	5,00
Tarifa de Distribución.	0,70	0,70	0,70
Valor en puerta consumidor (sin impuestos)	6,38	6,88	7,38
Valores en u\$s por millón de BTU.			

Estos valores de gas resultarían competitivos frente al GLP utilizado en el Sector Doméstico.

Para el Sector Industrial serían algo elevados, particularmente respecto al fuel-oil y la leña.

3.6 - Factibilidad económica (T.I.R.)

Para establecer la factibilidad económica de esta solución técnica para efectuar el abastecimiento de gas natural a la Provincia de Corrientes, se determinaron los flujos de beneficios netos para los caudales de consumo estimados para las ciudades-localidades en las que se instalaran redes de gas en una primera etapa.

En la corriente de costos se consideraron los gastos operativos y de mantenimiento de las instalaciones y equipos previstos. También se han tenido en cuenta en el cuadro de flujos de los beneficios netos, los montos correspondientes a la inversión requerida para la construcción de la planta de GNL y los del servicio de transporte y abastecimiento del gas.

Con los flujos de beneficios netos se calcularon las tasas internas de retorno (T.I.R.) para las tres hipótesis de valores de producción, transporte, vaporización e inyección del gas en las redes de distribución adoptados. En los cálculos se consideró un tiempo de operación de 350 días anuales durante 25 años.

El costo de operación de la planta de GNL, incluye:

Costo del gas combustible.	u\$s 1,68 por Nm3.
Mantenimiento, seguros, varios.	2% del costo del capital por año.
Personal de operación.	u\$s 300000 por año.
Tiempo de operación.	350 días por año.
El costo de operación de la planta resulta de u\$s 1843405.	

Evaluación económica del sistema de transporte de GNL con camiones-tanque criogénicos:

Capacidad del camión - tanque.	38 metros cúbicos.
Distancia promedio entre la planta y silos de consumo.	750 kilómetros.
Número de camiones - tanques requeridos. (la flota se compondría de 30 unidades)	15 unidades.
Inversión de capital para los camiones - tanques.	u\$s 7500000
Costo de operación de los camiones - tanques, incluyendo choferes, combustible y mantenimiento.	u\$s 1 por kilómetro.
Financiación.	10% a 15 años.
El costo promedio anual de operación de los camiones - tanques resulta de u\$s 5037750.	

Evaluación económica de las plantas de almacenamiento y vaporización del GNL e inyección en las redes de distribución:

Capacidad media de almacenamiento.	250 m3.
Régimen de vaporización media.	900 Nm3/hora.
Inversión de capital. (15 plantas)	u\$s 5400000
Costo operativo anual.	u\$s 540000
Financiación.	10% a 5 años.

El costo promedio anual de operación de las plantas de vaporización durante 25 años resulta de u\$s 1210680.

Costo medio de producción, transporte, vaporización y entrega hasta City Gates:

	Miles de u\$s	
Amortización anual planta GNL	5016	
Gastos Operativos y de Mantenimiento:		
- Planta GNL	1844	
- Camiones tanque	5038	
- Plantas vaporización	1211	
Total	13109	
Vol. anual en miles de m3 normales de gas transportados. (prom.25 años)	111932	
	u\$s/Millón BTU	u\$s / m3
Costo medio del transporte	3,1735	0,1171

Miles de u\$s				Hipótesis I
Año	Inversiones	Gastos Operativos	Ingresos	SalDOS
1	26400	0	0	-26400
2	39600	0	0	-39600
3	0	8093	13544	5451
4	0	8093	13544	5451
5	0	8093	13544	5451
6	0	8093	16930	8837
7	0	8093	16930	8837
8	0	8093	16930	8837
9	0	8093	16930	8837
10	0	8093	16930	8837
11	0	8093	16930	8837
12	0	8093	16930	8837
13	0	8093	16930	8837
14	0	8093	16930	8837
15	0	8093	16930	8837
16	0	8093	16930	8837
17	0	8093	16930	8837
18	0	8093	16930	8837
19	0	8093	16930	8837
20	0	8093	16930	8837
21	0	8093	16930	8837
22	0	8093	16930	8837
23	0	8093	16930	8837
24	0	8093	16930	8837
25	0	8093	16930	8837
26	0	8093	16930	8837
27	0	8093	16930	8837
T.I.R.	11%			

Miles de u\$s**Hipótesis II**

Año	Gastos			Saldos
	Inversiones	Operativos	Ingresos	
1	26400	0	0	-26400
2	39600	0	0	-39600
3	0	8093	15236	7143
4	0	8093	15236	7143
5	0	8093	15236	7143
6	0	8093	19046	10953
7	0	8093	19046	10953
8	0	8093	19046	10953
9	0	8093	19046	10953
10	0	8093	19046	10953
11	0	8093	19046	10953
12	0	8093	19046	10953
13	0	8093	19046	10953
14	0	8093	19046	10953
15	0	8093	19046	10953
16	0	8093	19046	10953
17	0	8093	19046	10953
18	0	8093	19046	10953
19	0	8093	19046	10953
20	0	8093	19046	10953
21	0	8093	19046	10953
22	0	8093	19046	10953
23	0	8093	19046	10953
24	0	8093	19046	10953
25	0	8093	19046	10953
26	0	8093	19046	10953
27	0	8093	19046	10953
T.I.R.	13%			

Miles de u\$s**Hipótesis III**

Año	Gastos			Saldos
	Inversiones	Operativos	Ingresos	
1	26400	0	0	-26400
2	39600	0	0	-39600
3	0	8093	16930	8837
4	0	8093	16930	8837
5	0	8093	16930	8837
6	0	8093	21162	13069
7	0	8093	21162	13069
8	0	8093	21162	13069
9	0	8093	21162	13069
10	0	8093	21162	13069
11	0	8093	21162	13069
12	0	8093	21162	13069
13	0	8093	21162	13069
14	0	8093	21162	13069
15	0	8093	21162	13069
16	0	8093	21162	13069
17	0	8093	21162	13069
18	0	8093	21162	13069
19	0	8093	21162	13069
20	0	8093	21162	13069
21	0	8093	21162	13069
22	0	8093	21162	13069
23	0	8093	21162	13069
24	0	8093	21162	13069
25	0	8093	21162	13069
26	0	8093	21162	13069
27	0	8093	21162	13069
T.I.R.	16%			

Equivalencias Utilizadas

1 BTU = 0,252 kcal

1 millón BTU = 252000 kcal

1 millón BTU = 27,1 m³ gas

1 m³ gas = 36904,76 BTU

1m³ gas = 9300 kcal

1 m³ = 35,31 pies cúbicos

1 bar = 1,02 kg/cm²

1 bar = 0.9869 atmósferas

**Peso Especifico GNL = 424,1 kg/m³
(a -161 grados centígrados)**

**Relación gas / líquido GNL = 593 a 1
(a - 161 grados centígrados)**



Informe Final

ASESORAMIENTO PARA INVERSIONES DE RIESGO.

- 1. - Factibilidad económico-financiera de las soluciones técnicas propuestas.**
- 2. - Posibilidades de obtención de inversiones de riesgo para el suministro y distribución de gas natural.**
 - 2.1. - Introducción.**
 - 2.2. - El gas natural dentro de la demanda de energía a escala mundial.**
 - 2.3. - El mercado argentino.**
 - 2.4. - El impacto ambiental y los organismos internacionales de crédito.**
 - 2.5. - El gas natural en el mercado.**
- 3. - Recomendaciones acerca de los procedimientos a seguir para la puesta en marcha de una política de promoción de la inversión para el suministro de gas natural a la provincia de Corrientes.**
 - 3.1. - Corrientes considerada como insula.**
 - 3.2. - Corrientes dentro del conjunto regional.**

1.- Factibilidad económico-financiera de las soluciones técnicas propuestas.

En el informe anterior se han analizado las soluciones técnicas posibles para el abastecimiento de gas natural a la provincia de Corrientes y sus rentabilidades mediante valores tentativos de tarifas de gas.

Sólo si tenemos en cuenta la rentabilidad de cada solución, la que resultaría más ventajosa sería la correspondiente al suministro de gas natural mediante la construcción de un gasoducto con cabecera en la ciudad de Paraná y que abastecería también a los mercados de los estados al sur de Brasil y Paraguay.

Esto es debido fundamentalmente, de acuerdo con los estudios efectuados, a la existencia de un gran mercado en los estados del sur de Brasil, principalmente en el Sector Industrial, que podría ser abastecido mediante este gasoducto y que determina la alta rentabilidad de la solución técnica propuesta.

La dificultad estriba en que mientras exista el monopolio de Petrobrás en el Brasil para el abastecimiento de petróleo y gas este proyecto tendría pocas probabilidades de concretarse, al menos por ahora, ya que tiene prioridad para esta la construcción de un gasoducto desde Bolivia para abastecer San Pablo y el sur de Brasil que se encuentra en la etapa de resolver su financiamiento, para una inversión total estimada de u\$s 4000 millones.

También se debe considerar que la traza del gasoducto podría no ser aceptada por las otras provincias del NE argentino que quedarían marginadas del abastecimiento de gas natural, lo que originaría dificultades de carácter político que obligaría muy probablemente a acordar un nuevo trazado, en una negociación complicada.

Con el potencial mercado del sur de Brasil, el proyecto del gasoducto resulta económicamente viable ya que el repago de la inversión requerida se podría efectuar en un plazo de 15 años de operación con tasas internas de retorno muy aceptables según lo indicado en el anterior Informe.

Lamentablemente las dificultades de carácter político, hacen poco viable la concreción de esta solución.

Respecto de la que se realiza mediante el transporte de gas natural a presión (GNP) por vía fluvial para el abastecimiento en una primera etapa de las ciudades de Corrientes, Goya, Bella Vista y Santa Lucía, requiere una importante inversión en relación al relativamente pequeño mercado a abastecer, lo que origina que para la obtención de tasas internas de retorno aceptables los valores de la tarifa de gas resulten elevadas.

Además serían necesarios plazos no menores de 25 años de operación para amortizar el capital invertido.

Sobre todo el alto valor que resultaría para la tarifa de gas en puerta del consumidor hace que dicha solución resulte menos atractiva que la del gas natural licuado (GNL).

Esta es a nuestro entender, la que presenta las mejores posibilidades considerando tanto los factores económicos como políticos.

Si bien la inversión sería menor que en el caso de GNP, también se requeriría un plazo de operación de 25 años para su amortización con tasas internas de retomo aceptables.

Las tarifas del gas, aunque resultarían más elevadas que las vigentes en zonas donde existían gasoductos y redes de distribución, antes de la privatización de Gas del Estado, serían muy competitivos frente al GLP (gas licuado de petróleo) y a la energía eléctrica para los consumos del Sector Doméstico.

Para el Sector Industrial en cambio, resultarían algo elevados particularmente frente al fuel oil y la leña.

Por otra parte esta solución resulta más viable desde el punto de vista político, ya que no se debe acordar con otras provincias, por ejemplo, el trazado de un gasoducto.

En lo referente a la instalación de la planta de GNL en las proximidades de un gasoducto de alimentación troncal, cuya ubicación como ya se ha mencionado antes, podría estar en las cercanías de la Planta Compresora San Jerónimo, o bien en las inmediaciones del punto terminal del Gasoducto Mesopotámico en la ciudad de Paraná, ambos operados por la firma Transportadora del Norte S.A..

Eventualmente se poderían considerar otras posibles ubicaciones.

En lugar de instalar una planta de GNL, otra posibilidad estaría dada por la negociación con la empresa Distribuidora de Gas Natural Buenos Aires Norte S.A., cuyo control mayoritario está en manos de la firma española Gas Natural SDG, que por obligación contractual deberá construir una planta de "Peak-Shaving", es decir una planta que produce y almacena GNL para revaporarlo e inyectar gas natural en las redes, en los días que se producen picos estacionales de demanda.

La posibilidad estaría dada en que la planta a construir pudiera abastecer también el GNL que requiere el potencial mercado de la provincia de Corrientes.

Esto podría ser del interés de la citada Distribuidora, ya que permitiría amortizar parte de la inversión obligatoria que debe realizar con la venta de GNL a Corrientes y eventualmente a otras provincias que actualmente carecen de gas natural y que pueden adoptar similares soluciones para su abastecimiento.

2.- Posibilidades de obtención de inversiones de riesgo para el suministro y distribución de gas natural.

2.1.-Introducción.

La provincia de Corrientes forma parte de un contexto geográfico que la incluye en el corazón de varias regiones superpuestas.

Como en un juego de cajas chinas aparece en el centro de la Mesopotamia, a su vez es el centro de la región Litoral que comprende a la misma Mesopotamia más Formosa, Chaco y Santa Fé.

Si se encara su localización conjuntamente con el sur de Brasil más Para-guay, igual continúa siendo el núcleo del nuevo Sistema Regional, pero esta vez con características internacionales.

En consecuencia, se constituye en un referente ideal como nudo geográfico, del cual se expandiría radialmente toda una política precursora de suministro y distribución del gas natural hacia distintas regiones, en las cuales siempre se encuentra emplazada desde un núcleo espacial conveniente.

El presente trabajo, preparado precisamente para esta provincia clave, genera una utilidad mayor pues sus resultados serían extrapolables a toda la vasta región comprendida por el Noreste Argentino (Litoral), el sur de Brasil (Rio Grande do Sul, Santa Catarina y Paraná) y la República del Paraguay.

Todos mercados carecientes y por lo tanto demandantes de gas natural.

2.2.- El gas natural dentro de la demanda de energía a escala mundial.

Recientes estudios que publica el F.M.I. dan la pauta del avance del gas natural en la demanda de energía a escala mundial.

El clásico transporte por gasoductos daba lugar a un mercado circunscripto a regiones geográficas comprendidas dentro de un continente.

El transporte de gas metano por barcos, cruzando inmensas distancias a través de los mares no ha sido lo más frecuente, por determinadas limitaciones técnicas, además de otras de tiempo y de costos.

Como si fueran dos competidores, el gas y el petróleo parecieran desarrollar una carrera dentro del mercado de la energía.

Si bien el petróleo ha sido el acostumbrado vencedor, en los últimos tiempos se está produciendo una transformación con tendencias a cambiar estos parámetros tradicionales.

En la publicación en la cual es autor Thomas P. Enger "The world market for natural gas: Macroeconomic and Financial Implications" se anuncia que el sector del gas se integrará cada vez más en el ámbito internacional y ejercerá una influencia de primer orden en el comercio y la finanzas, equiparándose al rol que ejerce el petróleo.

Pero marca una diferencia: la evolución del sector del gas influirá más en "el nivel y la estructura geográfica del comercio internacional, la inversión y las corrientes financieras..." y no tanto en forma de crisis de precios a corto plazo como sucede con el petróleo.

Los resultados del trabajo de Enger parecen alentar las políticas argentinas de transformación del sector.

El entorno normativo ha sido sancionado por el Congreso de la Nación y sus normas se han implementado con la designación de concesionarios de transporte y distribución en casi todo el territorio del país, quedando sólo sin suministro de gas la zona Mesopotámica, Chaco, Formosa y el Norte de Santa Fé.

El órgano regulador creado por la ley 24.076 (ENARGAS) continúa acumulando experiencia dentro del nuevo sistema.

Las empresas nacionales y extranjeras desarrollan una intensa actividad en este sector que disfruta la desmonopolización operada no hace todavía dos años.

El país contiene reservas para varias décadas y esta al borde de descubrir nuevos yacimientos gasíferos con promisorias cantidades.

En consecuencia están dadas las condiciones que cita Enger para favorecer la afluencia de la inversión extranjera.

Los proyectos de infraestructura del sector requieren un uso intensivo de capital.

Se hace menester contar con una gran afluencia de inversión extranjera, la cual al parecer, no se mostraría renuente.

Estos diferentes sistemas tecnológicos para transportar el Gas Natural sobradamente probados en países con desarrollo gasífero, arrojarían beneficios que han de suscitar el interés inmediato de las empresas inversoras en la región del Litoral Argentino, con proyección al sur de Brasil y Paraguay.

El GNP pasa por sus comienzos dentro del territorio argentino con experiencias en Chamental (La Rioja) y algunas licitaciones en municipalidades de Corrientes, Misiones, y la provincia de Buenos Aires.

El GNL o Metano Líquido todavía no es conocido en la Argentina, aunque ya mencionamos una próxima inversión, vinculada a uno de los grandes contratos de distribución, consistente en una planta "Peack-Shaving".

Su tecnología - de aplicación avanzada en E.E.U.U., Francia y Alemania - se perfila atrayente para la región del Litoral y el sur de Brasil por el favorable impacto social, la rapidez de instalación del servicio y la mejora manifestada en sus costos a través de los últimos progresos experimentados.

2.3.- El mercado argentino.

Aunque los estudios comentados no se habrán efectuado pensando en la Argentina, muchos de sus corolarios parecen apuntar a nuestro país.

Fluyen inversiones para la exploración de grandes yacimientos gasíferos en el Norte. Se ha iniciado una política de exportación hacia Chile y cada vez son más intensas las señales de acercamiento con Brasil en el mismo sentido.

Los gobiernos provinciales y legisladores se están movilizando mediante facultades que les preserva la Constitución Nacional, para ingresar inversiones de Transporte, Distribución, Co-generación Eléctrica y todo lo concerniente a la industria gasífera.

Se estudian tendidos de nuevos gasoductos o alternativas técnicas como el gas licuado por criogenización o el transporte de gas a presión hacia las zonas carentes de este hidrocarburo.

Todo indica que este año 1994 puede devenir con un ritmo dinámico de inversiones en este sector productivo.

En este mismo estudio para la provincia de Corrientes se determinan interesantes tasas internas de retorno para el abastecimiento de gas a la mencionada provincia, calculando la rentabilidad de las inversiones, discriminando entre el sistema de la construcción de Gasoductos, del transporte del Gas Natural a Presión (GNP) y del Gas Natural Licuado (GNL).

Las razones que acreditan este avance del gas en el mercado internacional, se basan en diversos criterios:

- a) En los últimos años se ha operado un crecimiento medio de las reservas de gas que duplica ampliamente el de las reservas de petróleo.**

- b) Esta tendencia parece mantenerse.
- c) Se observan cambios tecnológicos en el sector de energía eléctrica y consecuentes políticas de diversificación de la energía.
- d) La preocupación por la calidad del medio ambiente y los problemas de seguridad que se plantean en torno a la energía nuclear.
- e) En un sector de Europa se ha producido un desarrollo de ciertas economías ricas en reservas de gas.

A juicio de Thomas Enger y el F.M.I., las reservas de gas se hallan mucho más dispersas que las de petróleo, lo cual determinará repercusiones importantes para la evolución del comercio internacional de ambos mercados.

Reconocen que la construcción de infraestructura para gas requiere una empresa financiera de gran envergadura, lo que exige una inversión enorme de capital fijo.

Pero al mismo tiempo, las necesidades mundiales de energía, son cada vez mayores y otorgarán un protagonismo creciente al gas natural.

2.4.- El impacto ambiental y los organismos internacionales de crédito.

Los organismos internacionales de crédito que operan desde entidades creadas por las naciones (O.N.U., O.E.A., B.I.R.F., B.I.D., F.M.I.) e incluso otras nacidas de Organizaciones No Gubernamentales (S.I.D., C.I.I., etc.) últimamente han insertado en sus reglamentaciones el Impacto Ambiental como elemento para dispensar ayudas financieras para la cooperación con el desarrollo sustentable.

Desde un punto de vista ecológico, no pasa a ser un obstáculo para las inversiones financieras destinadas al gas natural, en razón de parámetros comparativos con las otras fuentes generadoras de energía, las cuales generalmente acusan una mayor contaminación o peligros de polución.

Ante la expansión permanente del mercado de la energía se hace necesario tener en cuenta el dato de preservación del medio ambiente.

Las fuentes generadoras de energía , siempre en algunas dosis, inevitablemente afectan el sistema ambiental.

Por lo tanto, sus parámetros sólo pueden obedecer a criterios comparativos.

El Gas Natural no depara los riesgos que se advierten, por ejemplo, en la energía nuclear.

Según las fuentes citadas por el F.M.I., el gas produce menos emisiones de azufre y nitrógeno que el carbón o el petróleo.

En su utilización industrial o doméstica es mas limpio que toda otra fuente de energía.

No contamina aguas ni superficies terrestres con los consiguientes deterioros de flora y fauna.

De acuerdo a las opiniones citadas el gas constituye "... la fuente de energía que mejor se ajusta a la creciente preocupación del público por el medio ambiente."

2.5.- El gas natural en el mercado

La información que arroja el citado trabajo del F.M.I. da cuenta que si bien el consumo de petróleo y carbón todavía es mayor que el del gas natural, desde 1980 a 1991 el consumo mundial de gas ha aumentado constantemente, mientras que en el petróleo se observó un proceso inverso "...entre 1980 y 1991, el aumento acumulado del consumo de energía total fue inferior al 20%, el consumo de gas aumento acusadamente (39%) con respecto al petróleo cuyo consumo creció tan sólo un 3,8%.

Otro indicador que avala esta tendencia lo constituyen las cifras del período 1985/1991. En el comercio internacional: el crecimiento del comercio de gas aumento un 39%, mientras que el del petróleo creció tan sólo un 29% en el mismo lapso.

Aún con este ritmo de crecimiento más rápido del gas, todavía sigue siendo superior el comercio de petróleo con sus productos más refinados.

3.- Recomendaciones acerca de los procedimientos a seguir para la puesta en marcha de una política de promoción de la inversión para el suministro de gas natural a la provincia de Corrientes.

3.1.- Corrientes considerada como insula.

Esta hipótesis podría ser considerada la más complicada para afrontar como política, si se quiere apreciar la interdependencia espacial del comercio del gas.

La Provincia, sus gobernantes, sus potenciales consumidores, deben tener presente que el hidrocarburo deseado proviene de lugares remotos en su origen, que a su vez adoptan su base de procesamiento en localizaciones preexistentes, donde se desarrolla la industria gasífera por plantas instaladas y consolidadas.

Por lo tanto, toda política a emprender conviene que esté despojada de criterios aislacionistas.

La primera consigna del gobernante o los grupos empresariales que se constituyen en pioneros de la industria del gas debe acercarse a la necesidad de conseguir el consenso de las provincias o poblaciones vecinas que padezcan el mismo déficit de este funcional fluido.

Ahora bien, suponiendo el caso de no alcanzarse consenso alguno con los estados vecinos, existe una posibilidad de abrir el camino para la obtención del gas en forma rápida.

En el Informe III de este Estudio se analiza la metodología del Transporte de Gas natural a Presión (GNP).

Esta posibilidad puede ser viable, al menos provisoriamente, para una provincia de las características de Corrientes.

Consiste en el transporte de gas a determinada presión por medio de camiones, o barcazas hasta los lugares con puertos.

Corrientes se destaca por ciudades y pueblos de baja densidad poblacional, con actividades generalmente agrícola-ganadera en su conjunto y pequeños bolsones industriales que no alcanzan a justificar desembolsos significativos de inversión.

Frente esta realidad, de no conseguirse acuerdos regionales que permitan aplicar mejores tecnologías, como el gasoducto o el GNL, sería aconsejable admitir el sistema de GNP hasta tanto surja la viabilidad de un proyecto de mayor envergadura.

Por otra parte, las inversiones que se realicen por medio del GNP (distribución de redes urbanas) siempre resultarán útiles para futuros emprendimientos que superen el rudimento del GNP.

De cualquier forma, lo interesante es que el Gobernador se encuentra con facultades que le reserva la Constitución Nacional, para promover su industria.

En su afán de otorgar para su población el goce del combustible más conveniente, de la manera más eficaz e inmediata, puede ponerlo en práctica por medio del GNP o por medio del Gas Natural Licuado (GNL) o también conocido como Metano Líquido.

Es de recordar nuevamente que el Gobierno Provincial siempre sigue detentando el Poder Concedente en razón de no haberlo delegado nunca, ni por norma constitucional no por realizaciones fácticas del gobierno federal, tales como fueron las inversiones de la ex-empresa nacional que se denominó Gas del Estado Sociedad del Estado.

Esta última jamás incursionó en la provincia de Corrientes.

Siendo así, no hay razón jurídica alguna que obligue al Gobierno Provincial a cruzarse de brazos esperando que algún funcionario del Gobierno Nacional se decida o se inspire para solucionar la necesidad de suministro de gas a la población correntina.

Estas circunstancias determinan la aptitud del Gobernador para convocar a licitaciones y otorgar concesiones que operen el servicio privado de gas en el territorio provincial.

Esta afirmación no significa desconocer la jurisdicción creada por la Ley 24.076 (Marco Regulatorio del Gas) que establece reglas para la industria a ser ejecutadas por un Ente Regulador (ENARGAS).

La Provincia, en su ejercicio del Poder Concedente no podría desconocer ni dejar de acatar estas reglamentaciones que deben ser homogéneas y coherentes en todo el territorio del país para preservar criterios unívocos en materia de seguridad, calidad de vida, política tarifaria y otras prevenciones que determina la mencionada Ley.

3.2.- Corrientes dentro del conjunto regional.

Las ventajas más relevantes las puede obtener la Provincia situándose como parte de un contexto regional.

Se debe tener en cuenta su privilegiada situación geográfica, que el permite mantener fronteras con todas las provincias de la región litoral argentina, los estados del sur de Brasil y el Paraguay.

La recomendación mas plausible para la Provincia de Corrientes, que le significaría obtener el servicio de gas en un término menor a dos años, consistiría en impulsar una política regional en función de los estudios que ha desarrollado por medio del Consejo Federal de Inversiones y acreditan una base de datos incipientes para emprender un proceso que conduciría a la misma solución a las provincias contiguas (Norte de Santa Fé, Entre Ríos, Misiones, Chaco, y Formosa), los citados tres estados del sur de Brasil y el Paraguay.

Para ello, el comienzo de la política regional estaría basada en los siguientes esquemas que implicarían la instalación de una planta de licuefacción en San Jerónimo (provincia de Santa Fé):

- a) La elección de San Jerónimo obedece a que es un lugar apto para un nudo abastecedor de gas por recibir el combustible desde Neuquén y Salta.**

El sistema operaría por inversión privada, con rápida realización y facilidad de financiación.

Reactivaría de inmediato la zona de Rosario y el radio de la región Litoral.

- b) Los estudios realizados para la Provincia de Corrientes arrojan resultados suficientes para encarar el sistema:**

- La construcción del gasoducto para el Litoral y sur de Brasil otorga una TIR del 27 % con una inversión de 422.000.000 de pesos.**
- El sistema de Gas Natural Licuado (GNL- Metano Líquido) una TIR del 16% con 66.000.000 de pesos de inversión sin considerar las flotas de camiones-tanques y plantas de gasificación.**

Es de destacar que estos cálculos se han confeccionado exclusivamente para la Provincia de Corrientes.

La extensión del sistema al resto de la región Litoral, mejora sensiblemente el negocio, el que se optimiza si se expandiera hacia el sur de Brasil.

- c) La estrategia inteligente consistiría en:**

- Instalación de Planta de Licuefacción de gas en San Jerónimo.**

- Envío de GNL por flotas de camiones y/o barcazas hacia todas las ciudades y pueblos de la región Litoral.
 - Mantener este sistema hasta que se decida y se concluya la construcción de gasoductos si así alguna vez se determinare, solucionados los inconvenientes políticos que se presentan con su sola discusión.
- e) San Jerónimo se constituiría en un centro-eje del reparto de gas natural con las siguientes consecuencias:
- Creación de puestos de trabajo directos e indirectos.
 - Industrias subsidiarias.
 - Comercio emergente.
 - Base de flotas de camiones con industrias y comercios paralelos.
 - Aumento de la actividad financiera y aseguradora.
 - Infraestructura de transporte emergente.
 - Aumento de la actividad de servicios.

Además ello implicaría el apoyo entusiasta al sistema de parte del Gobierno de Santa Fé.

- f) Las ciudades y pueblos del Litoral instalarían (siempre por inversión privada) las respectivas planta de regasificación del GNL y tenderían las redes de distribución del gas con destino doméstico e industrial.

De esta manera cualquier centro urbano podrá contar con el gas a muy corto plazo y hasta resolver el problema de generación de electricidad si localmente existiera.

- g) El sistema de metano líquido es el más apropiado por su rápida implementación.

En muchos lugares de U.S.A., Alemania y Francia ha pasado a ser una solución. No resulta cierto que sus costos sean altos.

En el tercer informe parcial de esta Estudio se especifica en detalle la viabilidad de su aplicación y rentabilidad. Por otra parte la inversión inmediata

es menor que la del gasoducto.

- h) La importancia del sistema de GNL es que puede ser reemplazado en el futuro por gasoductos, sin que ello provoque conmociones sociales ni económicas.

Las plantas de licuefacción pueden ser móviles y son factibles de utilizar en diversos lugares para "Peak Shaving".

Lo mismo sucede con las plantas de gasificación que siempre son útiles.

Los camiones tienen una amortización de cinco años, por lo tanto no constituirían un problema dada su rápida amortización.

- j) Este esquema inversor lo puede impulsar y hasta desarrollar el Gobernador de Corrientes, Santa Fé u otras provincias convocando a empresas especializadas.

En este sentido existen varias alternativas técnicas con origen en U.S.A., Francia o Alemania.

En nuestro país uno de los grupos concesionarios tiene la obligación de invertir por contrato en una planta de "Peack Shaving".

- k) La legislación vigentes puede permitir al Gobernador encabezar el emprendimiento.

El Gas Licuado está excluído de la Ley 24.076.

Se puede interpretar que se refiere al Gas Propano-Butano, pero su texto no lo aclara y el metano líquido también es un Gas Licuado.

Esta ambigüedad de la Ley y la tendencia del Congreso en federalizar los hidrocarburos facilita la actividad pionera de los gobernadores.

- l) El Gobernador dispone de varias alternativas jurídicas para llevar adelante la solución propuesta, a saber:

- Asumir el Poder Concedente para otorgar las concesiones.
- Acordar con el actual concesionario que abarca también la provincia de Santa Fé.
- Acordar con el P.E.N. las facultades para establecer el sistema.

- Acordar con ENARGAS en su carácter de órgano regulador y jurisdiccional.
- Hacerse delegar las funciones que detentan el P.E.N. y ENARGAS por los procedimientos que prevee la Ley 24.076.
- Acordar con los Gobiernos Provinciales que componen la región Litoral.

Por último, cabe agregar como recomendación final, la necesidad y conveniencia de profundizar las tratativas que están llevando a cabo por medio de los señores ministros de Obra y Servicios Públicos de las provincias involucradas consistentes en una solución regional con miras a viabilizar las posibilidades de un acuerdo-marco que permita la pronta instalación de la industria gasífera en la región.

Asimismo corresponde instar y promover los vínculos iniciados con la Federación de Industrias del sur de Brasil, con los gobernantes estaduais del sector energético de la misma zona y los funcionarios y empresarios equivalentes de la República del Paraguay.

Bibliografía:

Aspectos Jurídicos:

Marienhoff, Miguel. "Tratado de Derecho Administrativo", (Abeledo Perrot, 1965).

Florini, Bartolomé. " Poder de Policía", (Temis, 1970).

Virga, Pietro. "Il Procedimento Amministrativo",(Milano, 1972).

Rumbo, Eduardo. "Petróleo y Vasallaje", (Hechos e Ideas, 1972).

Solberg, Carl E., "Petróleo y Nacionalismo en la Argentina", (EMECE, 1982).

Mosconi, Enrique, "Dichos y Hechos", (El Ateneo, 1939).

Fronzizi, Arturo, "Petróleo y Política", (Raigal, 1956).

Bunge Guerrico, Hugo, "Minería-Petróleo", (Abeledo Perrot, 1984).

Iglesias, Antonio, "Política Petrolera Argentina", (Bs.As., 1980).

Guadagni, Alieto, "Energía para el crecimiento", (Ediciones El Cronista).

Guadagni, Alieto, "La nueva frontera petrolera", (Ediciones Energía).

Poblet, Ernesto, "Investigación de Existencia de Hidrocarburos en la Provincia de Misiones", (C.F.I., 1993)

Archivos:

Actualidad Energética.

Tecnol.

Petrotecnia.(I.A.P.)

Petróleo Federal.(O.F.E.P.H.I.)

La Nación.

Ambito Financiero.

Clarín.

Y.P.F.

Secretaría de Energía.

C.E.P.A. (Cámara de Empresas Petroleras Argentinas)

Aspectos Técnicos:

"Estudio Energético Integral del Noreste Argentino" - año 1990 -, Secretaría de Energía, Secretaría de Desarrollo Regional; Gobiernos de Corrientes, Chaco, Entre Ríos, Formosa, Misiones, Santa Fé, IDEE (Asociación Fundación Bariloche), Comisión de Comunidades Europeas (DG XVI).

"Consumos de Gas", M.O.S.P., D.P.E.C., División Gas, Asistencia Técnica, Provincia de Corrientes.

"Balance Energético 1980/1991", Estado de Santa Catarina, Secretaría de Tecnología, Energía y Medio Ambiente, Centrales Eléctricas de Santa Catarina S.A.

"Santa Catarina en Números", Sistema Federación de Industrias del Estado de Santa Catarina, Florianópolis, 1993.

"Estudios Abastecimiento de Gas", INFRAGAS (Infraestructura de Gas para Región Sur S.A.), Florianópolis.

"Estudio sobre posible sustitución de combustibles por gas en el Paraguay", 1993, Petropar S.A., Asunción.

"Financing is next step in Brasil", "Bolivia natural gas project", Antonio S. Cajueiro Costa, Petrobrás, Río de Janeiro, "Pipe Line Industry", November 1993.

"Skid - Mounted Transportable LNG Production Plant", Wilfried A. Bach, Dipl. Ing. Project Manager, Linde AG, División TVT, Munich, Federal Republic of Germany, Congreso Mundial del Gas 1988.

"Pressurized LNG and utilization of small gas field", Prof. Dipl. Ing. E. Fulggen, Dr./Ing. H. Backhaus, Congreso Mundial del Gas 1988.

"Producción de gas licuado por turboexpansores", Ing. Luis F. Ochoa, Realidad Energética nro. 45, 1993.

"Cryogenic Systems", Bulletin nro. 8650, Chicago Bridge & Iron Company.

"Low temperature Storage", Bulletin 8400, Chicago Bridge & Iron Company.

"Posibilidades de gas natural licuado (GNL) como combustible", Carlos L. Villanueva, Actualidad Energética nro.42, 1992.

"Nueva opción para el mercado gasífero", Actualidad Energética nro. 45, 1993.