

UNIVERSIDAD MAYOR DE SAN ANDRÉS

**FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y FINANCIERAS
CARRERA: ECONOMÍA**



TESIS DE GRADO

**Evaluación Técnica-Económica Actual y
Proyectada del "Gas Natural" en Bolivia**

Postulante: Juan Emilio Pabón Pérez

Tutor : Ing. Mariano Saucedo Elías

La Paz - Bolivia

1995

AGRADECIMIENTO

Al Tutor: Ing. Mariano Paucedo Elías por su valiosa colaboración desinteresada; sin la cual no habría sido posible la culminación de esta tesis.

A los señores del Tribunal Revisor: Lic. Hugo Vaca De La Torre, Lic. Juan Carlos Sánchez B., Ing. Angel García Ontiveros, Lic. Jorge Vargas Loayza; quienes con su experiencia académica me dieron orientación para reforzar el presente trabajo de investigación.

A los señores que me colaboraron: Lic. Antonio Arroy, Lic. Antonio Heredia C., Lic. Ramiro Villacast, Sr. Nelson Rodríguez Molloy, Sr. Roberto P. Quisbert J., Fabian Romera.

DEDICATORIA

A mi padre: Emilio, por ser la persona que me aconsejó constante superación y responsabilidad.

A mi madre: Florencia, sacrificada y abnegada.

A mi esposa: Maritza García y mis hijos: Janinne, Pamela, Juan Eduardo, María René y Sergio.

A mis Hermanos: Natividad, María, Bernardo, Pusy, Jenny y Hugo.

A mis demás familiares y amigos, en especial a la Dra. Mery Leytón de Pandoval, les estoy muy agradecido por la ayuda incondicional que me brindaron en momentos difíciles para salir adelante.

INDICE GENERAL

	<i>PAGINA</i>
<i>INTRODUCCION</i>	<i>1</i>
<i>CAP. I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO</i>	
<i>1 Generalidades</i>	<i>5</i>
<i>2 Marco Teórico</i>	<i>7</i>
<i>2.1 Teoría Estructuralista</i>	<i>8</i>
<i>2.2 Teoría Neoestructuralista</i>	<i>11</i>
<i>3 Objetivos</i>	<i>16</i>
<i>4 Planteamiento del Problema</i>	<i>17</i>
<i>4.1 Hipótesis de Investigación</i>	<i>21</i>
<i>5 Alcance y Metodología de Estudio</i>	<i>22</i>
<i>CAP. II SITUACION ENERGETICA MUNDIAL Y EN AMERICA LATINA</i>	
<i>1 Aspectos Iniciales</i>	<i>25</i>
<i>2 Análisis de la Situación Energética Mundial</i>	<i>26</i>
<i>2.1 Consumo Regional de Energía</i>	<i>27</i>
<i>2.2 Producción Mundial de Petróleo y Gas</i>	<i>28</i>
<i>2.3 Consumo Mundial de Gas Natural</i>	<i>31</i>
<i>3 Análisis de la Situación Energética en América</i>	
<i>Latina</i>	<i>32</i>
<i>3.1 Producción de Petróleo y Gas Natural en América</i>	
<i>Latina</i>	<i>34</i>
<i>3.2 Consumo de Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural</i>	<i>36</i>

**CAP. III SITUACION ENERGETICA EN BOLIVIA, DEMANDA Y OFERTA DE
HIDROCARBUROS**

<i>1 Aspectos Iniciales</i>	40
<i>2 Utilización de Diferentes Energías</i>	41
<i>3 Los Hidrocarburos en Bolivia y su Producción Histórica</i>	43
<i>3.1 La Empresa Nacional del Petróleo Y.P.F.B.</i>	46
<i>3.2 Las Empresas Contratistas de Petróleo</i>	47
<i>3.3 Producción de Hidrocarburos Líquidos 1980-93</i>	50
<i>3.4 Industrialización y Transporte</i>	52
<i>3.5 Demanda de Derivados del Petróleo 1980-93</i>	54
<i>3.5.1 La Situación del Diesel Oil</i>	56
<i>3.6 Producción vs. Consumo 1980-1993</i>	57
<i>3.7 Aportes de Y.P.F.B. al T.G.N.</i>	60
<i>3.7.1 Impuestos</i>	60
<i>3.7.2 Regalías</i>	61
<i>3.7.3 Excedentes Financieros</i>	61
<i>3.8 La Ley de Capitalización y el Futuro de Y.P.F.B.</i>	64

CAP. IV ANALISIS DEL GAS NATURAL EN BOLIVIA

<i>1 Aspectos Iniciales</i>	67
-----------------------------	----

<i>2 El Gas Natural, Características</i>	<i>68</i>
<i>2.1 El Gas Natural con respecto a otras Energías</i>	<i>69</i>
<i>2.2 El Gas Natural con respecto a otros Hidrocarburos</i>	<i>69</i>
<i>2.3 El Gas Natural respecto al Medio Ambiente</i>	<i>72</i>
<i>3 Exploración, Prospección y Perforación</i>	<i>74</i>
<i>4 Reservas de Gas Natural</i>	<i>78</i>
<i>5 Producción de Gas Natural por Departamentos y Campos 1980-1993</i>	<i>80</i>
<i>6 Producción y Distribución de Gas Natural Y.P.F.B. y Compañías</i>	<i>83</i>
<i>6.1 Consumo Empresa</i>	<i>83</i>
<i>6.2 Inyección de Pozos</i>	<i>84</i>
<i>6.3 Quemado/venteado</i>	<i>84</i>
<i>6.4 Convertido a Licuables</i>	<i>85</i>
<i>7 Infraestructura y Comercialización de Gas Natural</i>	<i>87</i>
<i>7.1 Infraestructura</i>	<i>87</i>
<i>7.2 Mercado Interno de Gas Natural</i>	<i>88</i>
<i>7.2.1 Consumo de Gas Natural por Departamentos</i>	<i>88</i>
<i>7.2.2 Consumo de Gas Natural por Sectores Económicos</i>	<i>91</i>
<i>7.2.3 Volúmenes, Ingresos y Precios</i>	<i>91</i>
<i>7.2.4 Usuarios</i>	<i>94</i>

7.3 Mercado Externo	96
7.3.1 Precios e Ingresos de Exportación	97
7.3.2 Participación Compañías Contratistas en la Exportación	99

**CAP.V PROYECCIONES DEL GAS NATURAL MEDIANTE RELACIONES
ECONOMETRICAS**

1 Aspectos Iniciales	101
2 Proyecciones del Gas Natural, Formulación Econométrica	102
2.1 Proyección de la Oferta de Gas Natural	105
2.2 Proyección de la Demanda de Gas Natural	106
2.2.1 Proyección del Mercado Interno	106
2.2.2 Proyección de la Inyección de Pozos de Gas Natural	108
2.2.3 Proyección del Convertido a Licuables de Gas Natural	109
2.2.4 Proyección del Consumo Propio Gas Natural	110
2.2.5 Proyección del Quemado/Venteado de Gas Natural	111
2.2.6 Proyección o Cálculo del Mercado Externo	112
2.2.6.1 Exportación de Gas Natural a la Argentina	112
2.2.6.2 Proyecto de Venta, Gas Natural al Brasil	113

2.2.6.3 Proyecto de Venta de Gas Natural al Paraguay	116
2.2.6.4 Proyecto de Venta de Gas Natural a la República de Chile	117
3 Resumen de los Volúmenes Proyectados del Gas Natural	120
4 Proyección y Cálculo de los Ingresos del Gas Natural	120
 CAP. VI RESERVAS FRENTE A LA DEMANDA PROYECTADA DE GAS NATURAL Y CONFIRMACION DE LA HIPOTESIS	
1 Reservas de Gas Natural y Demanda Proyectada	127
1.1 Reservas Probadas Remanentes vs. Demanda Proyectada de Gas Natural	130
1.2 Reservas Probadas + Probables vs. Demanda Proyectada de Gas Natural	130
1.3 Reservas Probadas + Probables + Posibles vs. Demanda Proyectada de Gas Natural	132
2 Confirmación de la Hipótesis	136
 CAP. VII CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES	
1 Conclusiones Generales	140
1.1 Bolivia en el Contexto Latinoamericano	140
1.2 Las Reservas Gasíferas no Satisfacen a Largo Plazo las Expectativas de la Demanda Proyectada	140

<i>1.3 Necesidad de Inversiones Petroleras</i>	141
<i>1.4 Venta de Gas Natural a la Argentina</i>	141
<i>1.5 Proyecto de Venta de Gas Natural al Brasil</i>	143
<i>1.6 Venta de Gas Natural al Paraguay y Chile</i>	145
<i>1.7 Demanda de Gas Natural en el Mercado Nacional</i>	145
<i>2 Recomendaciones</i>	147
<i>2.1 Los Recursos Energéticos y el Estado</i>	147
<i>2.2 Desarrollo Energético Hidrocarburífero, Soberanía</i>	147
<i>2.3 Satisfacer Demanda de Gas Natural a un Largo Plazo</i>	148
<i>2.4 Garantizar Volúmenes de Gas Natural</i>	148
<i>2.5 Exportación de Gas Natural y Precios</i>	148
<i>2.6 Determinación de Precios en el Mercado Nal.</i>	149
<i>2.7 El Gas Natural en los Sectores Empobrecidos</i>	149
<i>2.8 Cooperación y Tecnología</i>	150
 <i>BIBLIOGRAFIA</i>	 151
 <i>ANEXOS 1-2-3-4-5-6</i>	 155

INTRODUCCION

En nuestro país en las ultimas décadas, la venta de gas natural al mercado externo es un tema que a causado mucha polémica en los círculos económicos, políticos y sociales. Han surgido dos posiciones aparentemente excluyentes: los que proponen su exportación y los que vehementemente se oponen a ella.

Ante esta disyuntiva se ha realizado este trabajo de investigación para poder aclarar de alguna manera la polémica suscitada.

Es de esperar que según evolucione la situación energética mundial, la profundidad de la crisis nacional, agravada por la caída de los precios del estaño, hace que el gas natural pase a ser el primer recurso de exportación para el país, ya que de él dependen en gran manera los ingresos que percibe el Tesoro General de la Nación.

Lo importante es no cometer errores, ya que el gas natural es un valioso recurso no-renovable, por lo tanto la decisión que tome nuestro país respecto a su utilización, deberá ser en beneficio de toda la nación.

Es en este contexto que el presente trabajo de investigación abarca siete capítulos.

En el capítulo I, se agrupa el marco teórico general, los objetivos, el planteamiento del problema sobre el gas natural, la hipótesis central, hipótesis complementarias y el alcance y metodología del estudio.

En el capítulo II, se analiza en forma general la situación energética mundial y en latinoamérica, hacemos énfasis respecto a la producción y consumo de hidrocarburos líquidos y gas natural. Este análisis nos muestra la situación energética del país dentro del contexto mundial y latinoamericano.

En el capítulo III, se realiza un análisis de la situación energética en Bolivia. La demanda y oferta de hidrocarburos líquidos, industrialización, comercialización y transporte. La situación de la empresa estatal petrolera YPFB, los aportes que realiza YPFB al Tesoro General de la Nación (impuestos, regalías y excedentes financieros) y el proyecto de ley de capitalización.

En el capítulo IV, se analiza exclusivamente lo concerniente al gas natural en nuestro país; las características y bondades del gas natural boliviano. El gas natural con respecto a otros energéticos (hidrocarburos líquidos, etc.).

Hacemos énfasis del gas natural con respecto al medio ambiente. También se hace un análisis histórico de la: exploración, prospección y perforación; reservas de gas natural; producción por departamentos y campos. La distribución de la producción de gas natural (exportación, mercado interno, consumo propio, reinyección, convertido a licuables y quemado venteado).

Se toma en cuenta los volúmenes, precios e ingresos provenientes del gas natural por exportación y ventas en el mercado nacional.

En el capítulo V, utilizando la información histórica del anterior capítulo se realiza la proyección de la oferta y demanda de gas natural para el período 1994 - 2013 (veinte años). Se proyecta la demanda interna de gas natural y de los demás rubros utilizando modelos y regresiones lineales. Se proyecta el mercado externo, se estima los volúmenes y precios e ingresos de las posibles ventas de gas natural al Brasil, Paraguay y Chile. Con respecto a la venta de gas natural a la Argentina, se toma en cuenta el convenio vigente.

En el capítulo VI, se confronta las reservas de gas natural al 1ro. de enero, 1994 frente a la demanda proyectada de veinte años del gas natural. Se confirma la demostración de la hipótesis central y complementarias.

En el capítulo VII, esta referido a las conclusiones generales y las recomendaciones respectivas. Una vez concluida esta investigación nos permitimos dar las conclusiones orientadas a la hipótesis y recomendar lineamientos y alternativas para un mejor aprovechamiento del gas natural boliviano que vaya en beneficio de nuestra nación.

CAP. I PLANTEAMIENTO DEL ESTUDIO

1 Generalidades

El sector de hidrocarburos en Bolivia, es de una gran importancia, considerando que en los últimos años más del cincuenta por ciento de los ingresos que recibe el gobierno central o Tesoro General de la Nación, provienen del sector, por concepto de regalías, excedentes financieros e impuestos de ley.

Y cabe destacar que la empresa que genera estos recursos para el país, es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, una empresa estatal productiva, que monopoliza en cierta manera la producción y distribución de hidrocarburos en nuestro país.

El estado apoya sus finanzas en las transferencias que le hace Y.P.F.B., pero sucede que la empresa antes de saber si tiene o no utilidades al término de una gestión, o cuenta con los suficientes recursos para llevar adelante su plan operativo, realiza esas transferencias. Hace tiempo está empresa ya empezó a confrontar insuficiencia de recursos para invertir en programas que le permitan hacer inversiones incrementar su producción.

Dentro de todo este contexto, Bolivia anteriormente se caracterizaba por ser exportador de minerales, principalmente de estaño. Pero ante la caída mundial de los precios del estaño, el "Gas Natural" se ha convertido en el principal recurso energético de exportación.

Además existe un futuro muy alentador para las exportaciones de gas natural, ya que surgen varios posibles mercados a un mediano y largo plazo, y dentro del mercado nacional se presenta como el sustituto de otros hidrocarburos líquidos.

El gas natural puede convertirse en el motor del desarrollo nacional, pero siempre que se formulen políticas, programas y proyectos factibles dentro nuestro país, para su explotación racional y su óptima distribución. Con respecto a la venta de gas al exterior no se trata de vender por vender nuestro gas natural, hay que analizar las reservas con que contamos, cómo debemos vender y cuales son las condiciones favorables para el país.

Como se puede observar la estabilidad económica y las posibilidades de crecimiento de nuestra nación, dependen en gran medida de la situación del sector hidrocarburos.

2 Marco Teórico

Han surgido muchas teorías a través del proceso histórico de la evolución conceptual a cerca de lo que constituye en esencia el desarrollo económico. Cada pensamiento ha tratado de explicar la realidad que caracterizaba a ese momento o época, diferentes unos de otras, pero buscando siempre el bienestar de la humanidad o el incremento global de una determinada economía.

1/ "Mientras los deseos materiales del hombre parecen insaciables, los recursos para atenderlos siguen escasos."

Ahí radica los problemas económicos. Como los recursos son escasos, su empleo debe ser racional y las sociedades afrontan inicialmente el problema de administrarlos bien. En primer lugar para su plena utilización y en segundo lugar, para su mejor combinación.

Para enmarcarse dentro de un marco teórico que nos permita sustentar el trabajo realizado, empleamos el concepto teórico de la Comisión Económica Para América Latina y el Caribe (C.E.P.A.L).

1/ José Paschoal Rossetti, *Introducción a la Economía, Enfoque Latinoamericano*. Pag.79 Editor Harla-Mexico.

2.1 Teoría Estructuralista

Hoy, como desde hace cuarenta años, la CEPAL en América Latina realiza un importante intento por comprender los fenómenos económicos de los países del continente y encontrar fórmulas de política económica que sean viables, no sólo en un sentido estrictamente económico, sino también en un sentido político y social. Se buscan fórmulas en las que se suponen que el progreso no es sólo mensurable, en términos de crecimiento del producto, sino también se expresa mediante el desarrollo de formas democráticas en el ámbito político y a través de mecanismos de incorporación que proponen la equidad en el ámbito social. Estos intentos han conformado a lo largo del tiempo la corriente de pensamiento llamada estructuralismo.

Se puede decir que el pensamiento estructuralista considera que las características estructurales de una sociedad determinan de manera fundamental su comportamiento. Entre los factores estructurales se encuentran, por ejemplo, la distribución del ingreso y la riqueza, los regímenes de tenencia de la tierra, sustitución de las importaciones y grado de especialización del comercio exterior, la densidad de las cadenas productivas, el grado de concentración de los mercados, el control de los medios de producción por distintos actores (el sector privado, el Estado o el capital transnacional), la distribución geográfica y sectorial de la población, utilización eficiente de los recursos naturales y etc.

2/ "Para permitir el paso del análisis económico o del análisis sociológico usuales en la interpretación del desarrollo, es necesario estudiar desde el inicio de las conexiones entre sistema económico y la organización social y política de las sociedades sub desarrolladas, no sólo en ellas y entre ellas, sino también en la relación con los países desarrollados, pues la especificidad histórica de la situación del sub desarrollo nace precisamente de la relación entre sociedades Periféricas y Centrales"

En este párrafo de Cardozo, aparece desarrollado la concepción de sociedades periferia y centro. Según análisis el mundo capitalista puede conceptualizarse en dos tipos de países, el centro, conformado por aquellas economías donde primero penetran las técnicas capitalistas de producción o también llamados países industrializados, y la periferia, esta constituida por las economías cuya producción permanece inicialmente rezagada, desde el punto de vista técnico administrativo o también llamados países sub desarrollados.

Bajo esta concepción, el desarrollo del sistema capitalista a nivel internacional determina la forma en que el progreso técnico se propaga en los "centros" y en la "periferia".

2/ CARDOZO F.M. FALETA Dependencia y Desarrollo de América Latina, Centro de Publicaciones FCEF, 1986.

Como parte de este proceso, la estructura de la periferia adquiere dos rasgos fundamentales. Es, por una parte, especializada, ya que el desarrollo se presenta casi exclusivamente en el sector exportados de productos primarios, mientras que la demanda de bienes y servicios se satisface en gran medida, con importaciones. Por otra la estructura de la periferia es heterogénea en el sentido de que coexisten sectores donde se utilizan las técnicas avanzadas provenientes de los centros y donde la productividad del trabajo es comparada, mientras que en otros se aplican técnicas obsoletas y anticuadas con niveles de productividad muy inferiores a los de actividades análogas realizadas en economías centrales.

3/ "Dentro del esquema de la División Internacional del Trabajo, a la América Latina venía a corresponderle, como parte de la periferia del sistema económico mundial, el papel específico de producir alimentos y materias primas para los grandes centros industriales".

El consumo de energía comercial, por los países de Latino América no alcanza ni al 10% de la energía mundialmente consumida.

3/ PREBISCH, RAUL El Desarrollo Económico de América Latina CEPAL, 1981.

Por tanto una eficiente sustitución de importaciones, mediante el incremento del consumo de energía en el mercado interno mediante estrategias de desarrollo, puede ser la base para la industrialización de los países en vías de desarrollo.

El desarrollo de la periferia depende, fundamentalmente de no continuar con el patrón de especialización históricamente determinado, que se basa en explotar las ventajas comparativas estáticas, e impulsar en su lugar el desarrollo industrial, esto podía hacerse mediante la sustitución de importaciones dando la protección necesaria a las ramas incipientes.

2.2 Teoría Neoestructuralista.

Una de las características importantes que distinguen al neoestructuralismo de su precursor es la conciencia de que no se pueden hacer recomendaciones de cambios para el largo plazo, sin conocer cuáles son las posibles desencadenantes en la transición de un cambio estructural y sin tener respuesta para lidiar con los problemas asociados a dicha transición.

4/ "...el neoestructuralismo, peca, tal vez, del defecto opuesto: hay mucho énfasis en el análisis de corto plazo y relativamente poco en el largo plazo."

4/ NORA LUSTIG, Del Estructuralismo al Neoestructuralismo, Pontificia Universidad Católica del Ecuador, Pg.73 Quito-Ecuador 1987

Puede que esto sea consecuencia del hecho de que los problemas de corto plazo son tan apremiantes que la energía intelectual se ha ido naturalmente hacia éstos; también puede ser producto del hecho de que las estrategias adecuadas para el largo plazo sean menos claras.

5/ "Desde la perspectiva propiamente de Latino América, la actual corriente de pensamiento denominada neoestructuralismo afirma, en lo fundamental, que los problemas económicos principales y la condición de subdesarrollo que aún prevalecen los países latinoamericanos no se deben tanto a distorsiones inducidas por la política económica, sino que más bien son de origen histórico y de indole endógeno y estructural".

Tal lineamiento de política básica está detrás de los recientes esfuerzos dirigidos a presentar una propuesta estratégica renovada para la recuperación y consolidación del desarrollo de los países de América Latina según la CEPAL.

En consonancia con el diagnóstico neoestructuralista inicial, ambas alternativas reúnen proposiciones concretas orientadas a configurar una estructura productiva que permita crecer con dinamismo y asegure una inserción eficiente de nuestro país en la economía mundial.

5/ **Oswaldo Sunkel y Gustavo Zuleta**, *Neoestructuralismo versus Neoliberalismo*, Publicación: Nuevas Fronteras Académicas Pg.20 México-1990

Se incremente la generación de empleo productivo, reduzca la heterogeneidad estructural y, de este modo mejore la distribución del ingreso y alivie la situación de pobreza en que vive gran parte de la población.

Muy complementario con esta forma de concebir el desarrollo resultan algunos criterios contenidos en la propuesta sobre transformación productiva con equidad elaborada por la CEPAL.

6/ "En tal sentido, es claro que el desarrollo "desde dentro" se identifica con criterio de competitividad auténtica que busca avanzar desde la "renta perecible" de los recursos naturales hacia la "renta dinámica" de la incorporación de progresos técnico a la actividad productiva."

El esfuerzo integral que demanda una inserción dinámica en los mercados mundiales, al reconocer que en ellos compiten economías donde la empresa constituye un elemento que está integrado a una amplia red de vinculaciones con el sistema educativo, la infraestructura tecnológica, energética y de transporte, las relaciones entre empresarios y trabajadores, el aparato institucional público y privado y el sistema financiero.

6/ COMISION ECONOMICA PARA AMERICA LATINA Y EL CARIBE - CEPAL, Estudio Económico de América Latina - 1990.

7/ "Y por la otra, supone admitir que los recursos naturales constituirán un activo excepcional para el futuro desarrollo de América Latina, en la medida que exista una constante preocupación y acción públicas, encauzadas a velar por la explotación racional del medio, de manera de preservar, reemplazar y aún ampliar el potencial de este rico patrimonio."

En este sentido el gas natural es un recurso natural no-renovable, por tanto su explotación debe ser racional, ver si existe la suficiente oferta de gas natural para satisfacer la demanda, primeramente interna, posteriormente externa. De lo contrario sucedería que el país que explote irracionalmente sus recursos naturales, en este caso el gas natural, tendería a despilfarrar parte importante de sus recursos naturales.

Desde hace mucho tiempo, la Organización Latinoamericana de Energía (O.L.A.D.E.) busca estrategias para una integración, protección, conservación racional aprovechamiento, comercialización y defensa de los recursos energéticos.

Otra de las finalidades de esta organización es la colaboración en el campo de la investigación, cuantificación y desarrollo de las fuentes de energía renovables y no-renovable.

7/ **Oswaldo Sunkel y Gustavo Zuleta, Neoestructuralismo versus Neoliberalismo, Publicación: Nuevas Fronteras Académicas Pg.25 México-1990**

La sustitución de los hidrocarburos, para reservar estos a su utilización como materia prima y su destino a fines para los que resulten insustituibles.

La actual situación energética internacional y la incertidumbre en la disponibilidad de combustibles fósiles dan lugar a la preocupación por impulsar la utilización de fuentes renovables de energía y la utilización óptima de las energías no-renovable para el bienestar de las economías de la región y por ende de sus habitantes.

El plan de acción deberá ser el instrumento para poner en práctica una estrategia destinada a incrementar y diversificar la oferta de energía, disminuir gradualmente la dependencia con relación a los hidrocarburos, conservar recursos energéticos escasos dentro la región.

La realización de este trabajo esta enmarcado dentro los lineamientos de estas estrategias anteriormente mencionadas, ya que el gas natural es un recurso no-renovable que debe ser aprovechado al máximo, su utilización debe ser adecuada y eficiente en nuestro país.

3 Objetivos

El presente estudio sobre el "Gas Natural" boliviano, no tiene otra intención que la de contribuir al conocimiento de este energético, sobre las ventajas y desventajas que ofrece dentro del contexto nacional y su posible incremento de exportación al mercado externo.

Se realiza una investigación técnico-económica sobre la situación actual y proyectada del gas natural, considerando la exploración, producción, distribución de la producción, y reservas de gas natural e ingresos provenientes por ventas de gas natural del mercado interno y externo. Se hace énfasis en el mercado nacional sobre volúmenes y precios, se analiza la exportación de gas a la república Argentina y otros posibles mercados potenciales como Brasil, Paraguay y Chile.

Todo el análisis anteriormente mencionado servirá como base para realizar cálculos y proyecciones, utilizando relaciones econométricas y posteriormente ver si podemos satisfacer a un mediano y largo plazo la demanda proyectada de gas natural, para el mercado interno y externo. Posteriormente daremos las conclusiones o estrategias que deberían diseñarse sobre el gas natural, como opción e instrumento de desarrollo para nuestra nación.

4 Planteamiento del Problema

El gas natural en nuestra economía se ha constituido en un producto estratégico, es causa de mucha polémica en círculos económicos, políticos y sociales.

El gas natural se convierte paulatinamente en la principal energético para impulsar el desarrollo nacional por dos aspectos muy importantes:

a).- El gas natural en el mercado nacional se constituye en el sustituto gradual parcial de los hidrocarburos líquidos o sea la energía de un futuro inmediato.

b).- El gas natural es un producto generador de recursos por su comercialización al mercado externo.

El gas natural como sustituto gradual de los hidrocarburos líquidos, tiene las ventajas de una abundancia para el mercado nacional, su precio bajo con respecto a otras energías y lo más importante en cuanto a su uso, en relación a la conservación del medio ambiente, es un hidrocarburo limpio no contaminante.

8/ "El medioambiente y los recursos naturales constituyen patrimonio de la nación, su protección y aprovechamiento se encuentran regidos por la ley y son de orden público".

8/ LEY DEL MEDIO AMBIENTE, CAPI OBJETO DE LA LEY - Artículo No.3 27 de abril, 1992 - Gaceta Oficial.

Como señala el artículo No.3 de la Ley del Medio Ambiente; donde el medio ambiente y los recursos naturales, constituyen patrimonio de la nación, en este caso el recurso natural es el gas natural donde su aprovechamiento debe ser óptimo en beneficio de la nación, y por otra parte es un recurso natural que al utilizarse como energía no contamina ostensiblemente el medio ambiente.

Los principales sectores de consumo de gas natural en el mercado interno son:

- Eléctrico
- Industrial
- Minero Metalúrgico
- Comercial
- Doméstico
- Automotriz y otros.

Los sectores eléctrico e industrial paulatinamente han incrementado el consumo de gas natural. Con referencia a los sectores minero metalúrgico, comercial y doméstico se han caracterizado por una fuerte estacionalidad debido a la incidencia de diferentes factores como la falta de redes domiciliarias y otros.

El sector automotriz recién empieza a cobrar importancia con la puesta en marcha de proyectos de sustitución de líquidos por gas natural.

También se debe tomar en cuenta en el futuro, la utilización de gas natural como materia prima de la industria. Nos referimos a la petroquímica, que no es de carácter energético.

Con respecto a la comercialización de gas natural al mercado externo; nuestro país ha estado vendiendo gas natural a la República Argentina desde 1972. En mayo de 1992 termina el contrato de compra y venta de gas natural con la Argentina que se prolongo durante veinte años. Pero en mayo del mismo año nuevamente se suscribió un nuevo convenio de ampliación de venta de gas al vecino país, donde se modifica en muchos aspectos el contrato original, principalmente el referido a los precios del mencionado energético.

Pero también surgen nuevas expectativas de vender gas natural a muchos países: El de mayor embergadura por el costo, distancia y los volúmenes ha ser comercializados, es la venta de gas natural al Brasil. Este proyecto se fue manejando desde hace mucho tiempo atrás en el ámbito económico, político y social de nuestro país.

Otros mercados potenciales son; Paraguay y Chile, que ya suscribieron cartas de intenciones donde se hace referencia a posibles volúmenes de venta y sobre la construcción de los respectivos gasoductos.

/9 "El aprovechamiento de los Hidrocarburos deberá responder a la política del estado, en funciones de los altos intereses nacionales promoviendo el desarrollo integral del país."

Existen muchas perspectivas a corto, mediano y a largo plazo para nuestro gas natural y se debe elegir el camino correcto, su aprovechamiento óptimo en beneficio de la nación dependerá de la aplicación de acertadas políticas energéticas, que promuevan el desarrollo de todo nuestro país, y no suceda lo contrario.

En base a las consideraciones precedentes surgen las siguientes interrogantes:

¿ Bolivia es un país gasífero ?

¿ Con las reservas probadas, probables y posibles hasta enero de 1994, podremos satisfacer a un mediano y largo plazo las expectativas de demanda del gas natural ?

¿ El proyecto de venta de gas natural al Brasil es favorable a los intereses del país ?

/9 LEY DE HIDROCARBUROS, CAPITULO I, Régimen Jurídico de Propiedad de los Hidrocarburos. La Paz - Enero 1992.MEH.

¿ Que ventajas para el país representa la venta de gas natural al Paraguay y Chile ?

¿ Que perspectivas tiene el gas natural en el mercado nacional a un mediano y largo plazo ?

4.1 Hipótesis de Investigación

Por lo visto existe muchas perspectivas e interrogantes respecto a nuestro gas natural. En este contexto el planteamiento de la hipótesis es:

"El Gas Natural se constituye en el principal Recurso No-Renovable con que cuenta el país. Por consiguiente debemos ser cautelosos en no dilapidar este recurso, porque con las reservas potenciales de gas con que cuenta el país hasta enero de 1994, no se puede satisfacer a un largo plazo las expectativas de la demanda de Gas Natural".

Para reforzar nuestra hipótesis de investigación, planteamos las siguientes dos hipótesis complementarias que nos ayudaran a realizar el presente trabajo.

La primera hipótesis complementaria es:

" Los proyectos de venta de gas al Brasil, Paraguay y Chile son de mucha importancia para nuestra país, pero se debe tomar en cuenta las reservas existentes de gas natural, financiamiento para llevar adelante estos proyectos, volúmenes a venderse y el precio ".

El mercado interno de gas natural merece un minucioso análisis de investigación, por lo tanto la segunda hipótesis complementaria es:

"El consumo de Gas Natural en el mercado nacional, esta en directa relación a una abundancia de gas natural para satisfacer la demanda interna, y que el precio sea mas económico con relación a otros hidrocarburos"

También dependerá de la formulación de políticas ambientales para fomentar la utilización de este recurso energético que no contamina en gran medida el medio ambiente.

5 Alcance y Metodología de Estudio

En el presente estudio de investigación se toma como base de estudio el período comprendido entre 1980 - 1993. El método abstracto a lo concreto nos permite ver que partiendo del análisis de los hechos de la realidad se haga abstracción de las características esenciales y más generales de ellos y posteriormente sintetizar en un todo concreto.

Por consiguiente se efectúa un análisis referido a la producción y consumo de energía, haciendo énfasis en los hidrocarburos dentro del ámbito mundial, latinoamericano y de nuestro país.

Dentro del contexto nacional, el gas natural es el tema central de la investigación.

10/ "En las investigaciones sociales, al analizar el material empírico, no sólo se utilizan métodos que revelan las propiedades y relaciones cualitativas de los objetos y fenómenos estudiados, sino también métodos que atribuyen un valor numérico a estas propiedades y relaciones para poder representarlas y evaluarlas más adecuadamente."

En este sentido utilizamos las matemáticas o el "método de medición", que nos permite clasificar los fenómenos, hacer comparaciones, comprobar la hipótesis y etc. La estadística descriptiva e inferencia cumple un papel muy importante dentro nuestra investigación. Para efectuar la proyección de la producción de gas natural en Bolivia utilizamos las series de tiempo tomando en cuenta la información histórica de la producción de gas natural desde 1970 hasta 1993.

/10 Francisco J. Rodríguez, Irina Barrios y María T. Fuentes - Introducción a la Metodología de las Investigaciones Sociales Pg.44 La Habana-1984.

Posteriormente hacemos uso de la correlación y regresión lineal para hacer el análisis del comportamiento de la variable dependiente e independiente de la demanda disgregada del gas natural. Posteriormente se elabora la proyección general de la demanda de gas natural de nuestro país para el período de 1994 hasta el 2013.

Posteriormente se confronta la demanda proyectada frente a las reservas de gas natural. También se proyecta los ingresos posibles por venta de gas natural tanto al mercado interno como externo. Posteriormente se demuestra la hipótesis de investigación y al final se da las conclusiones y recomendaciones generales sobre la investigación.

CAP. II SITUACION ENERGETICA MUNDIAL Y EN AMERICA LATINA

1 Aspectos Iniciales

En este capítulo, queremos dar pautas generales de la situación energética a nivel mundial en la última década, el consumo energético por regiones en nuestro planeta.

Analizamos la producción mundial de petróleo y gas natural, estos hidrocarburos son muy importantes dentro del contexto mundial energético. Los países productores más importantes de petróleo crudo y gas natural, posteriormente el consumo mundial de gas natural.

Se analiza la situación energética Latinoamericana, las energías que más se utilizan en esta región. Los países productores más importantes de petróleo crudo y gas natural, posteriormente el consumo de hidrocarburos líquidos derivados del petróleo y el gas natural, el consumo de gas natural por sectores económicos.

Todo este análisis nos servirá para tener una idea de la situación energética Mundial, Latinoamericana y del rol que juegan el petróleo y gas natural.

2 Análisis de la Situación Energética Mundial

En el mundo, desde muchos años atrás la demanda mayor de energía es la que proviene de las fuentes de energía fósil; el Petróleo, Gas y Carbón. El petróleo suministra el 40% de la demanda energética, el gas con un 21% y el carbón con el 27% de la demanda energética mundial, en resumen la energía fósil hace un total de 88% de las necesidades energéticas mundiales, el restante 12% lo componen, energías como la hidroeléctrica, biomasa, nuclear, solar y otras energías. Por tanto la demanda energética fósil es muy importante y además hay que tener en cuenta que trata de un recurso no renovable y que algún día puede agotarse. En el cuadro No.1 podemos observar el consumo mundial de energía 1980 - 1993.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA 1980-1993
(X 10¹⁵ BTU)

ANOS	PETROLEO	GAS NATURAL	CARBON	HIDRO- ELECTRICA	NUCLEAR	TOTAL
1980	133.8	51.3	77.5	17.5	8.8	288.8
1981	128.8	52.2	78.8	18.8	7.5	285.9
1982	125.0	52.9	78.4	18.8	8.8	283.8
1983	124.8	53.1	79.0	20.0	11.3	288.1
1984	127.3	54.0	82.5	21.3	12.5	297.5
1985	127.0	57.5	87.5	20.0	16.3	308.3
1986	130.0	60.0	88.8	21.3	13.8	313.8
1987	132.0	62.5	91.3	22.5	17.5	325.8
1988	136.3	67.5	92.5	22.5	20.0	338.6
1989	136.6	70.0	92.5	21.3	18.8	339.1
1990	135.2	84.2	95.7	21.8	19.2	356.3
1991	134.1	85.2	97.7	22.7	20.1	359.7
1992	134.8	88.0	99.6	24.1	21.0	367.4
1993 (e)	135.2	92.6	101.5	25.5	21.1	375.9

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF y Revista Oil, Gas Journal.
(e) Estimado.

2.1 Consumo Regional de Energía

En el mundo, Norte América es la región que consume mas energía concretamente los países de Estados Unidos y Canadá, después le siguen Europa Oriental y la Ex-Unión Soviética, posteriormente Lejano Oriente y Oceanía. Es interesante indicar que el tercer país consumidor más grande de energía es la China, el cual al mismo tiempo es el mayor consumidor de carbón, aumentando constantemente el uso de energía en los últimos diez años. En el cuadro No.2 observamos el consumo de energía por regiones del mundo desde 1980 - 1993.

CONSUMO MUNDIAL DE ENERGIA POR REGIONES 1980-1993
(X 10¹⁵ BTU)

ANOS	NORTE AMERICA	EUROPA ORI. Y EX-URSS	EUROPA OCCIDENTAL	LEJANO ORI. OCEANIA	MEDIO ORI. Y AFRICA	SUD AMERICA
1980	89.6	66.4	57.1	52.2	12.9	10.7
1981	88.6	65.8	54.3	52.9	13.7	10.7
1982	84.3	67.1	54.3	52.6	14.8	10.8
1983	84.3	67.0	54.5	55.4	16.0	11.0
1984	88.6	68.6	54.9	57.1	17.1	11.2
1985	88.6	72.9	55.7	61.1	18.6	11.4
1986	90.0	74.3	57.1	62.9	17.1	12.3
1987	91.4	75.7	59.7	67.5	18.6	12.9
1988	97.1	78.6	63.0	68.6	18.6	13.0
1989	97.1	77.1	60.0	71.4	20.0	13.3
1990	99.0	81.4	63.2	74.5	21.6	13.9
1991 (p)	100.1	82.9	63.9	78.8	22.3	14.2
1992 (p)	101.2	84.5	64.7	79.2	23.0	14.5
1993 (p)	102.3	86.0	65.4	81.5	23.8	14.9

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF y Revista Oil, Gas Journal.
(p) Proyectado.

CUADRO NO.2

2.2 Producción Mundial de Petróleo y Gas

El mundo dominado por el petróleo crudo y el gas natural ya provee el 40% de la energía. El petróleo a mantenido casi estable su producción a nivel mundial en los últimos años, mientras que el gas natural tiene una tendencia creciente, en la década de los 80 el gas natural suministraba solamente el 30% de la fuente total de energía. Basados en datos estadísticos y antecedentes históricos del desarrollo de la producción de gas, es muy probable que el gas natural suministre el 50% de la producción mundial de energía hasta el año 2000. En el cuadro No 3 se observa la producción mundial de petróleo y gas 1980 - 1993.

PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO Y GAS 1980-1993
(X 10¹⁵ BTU)

ANOS	PETROLEO	GAS NATURAL	TOTAL
1980	133.8	56.6	190.3
1981	128.8	56.6	185.4
1982	125.0	57.0	182.0
1983	124.8	57.2	182.0
1984	127.3	63.2	190.4
1985	127.6	64.5	192.0
1986	131.2	65.8	197.0
1987	133.3	68.4	201.7
1988	136.4	73.7	210.0
1989	137.9	75.0	212.9
1990	135.6	84.9	220.5
1991	134.5	86.4	220.9
1992	136.6	94.9	231.5
1993	134.7	94.8	229.5

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF, Revista Oil, Gas Journal, Informes de ARPEL.

CUADRO NO.3

En 1993, la producción mundial de petróleo alcanzo a 60235 miles de barriles por día. La mayor producción mundial de petróleo, es encabezada por la Ex-Unión Soviética con una producción de 8352 miles de barriles por día, seguida muy de cerca por Arabia Saudita con 8205 miles de barriles por día y en tercer lugar con 7004 miles de barriles por día los Estados Unidos de Norte América. Estos tres países producen el 40% de la producción total mundial de petróleo. En el cuadro No.4 se observa la producción mundial de petróleo de los diez países mas importantes del mundo.

La producción total mundial de Gas Natural alcanzo a 211946 millones de pies cúbicos por día. Esta encabezada por la Ex-Unión Soviética con 78138 millones de pies cúbicos por día, le sigue los Estados Unidos con 48888 millones de pies cúbicos por día, en tercer lugar Canadá con 14416 millones de pies cúbicos por día. Estos tres países producen el 77% de la producción total mundial de gas natural. En el cuadro No.5 se observa la producción mundial de gas natural de los diez países mas importantes del mundo.

La Ex-Unión Soviética y los Estados Unidos de Norteamérica, tienen un absoluto liderazgo de producción de gas natural en el mundo con un 60% sobre la producción mundial total, los demás países se encuentran muy lejos de poder alcanzar a producir tales cantidades de gas.

**PRODUCCION MUNDIAL DE PETROLEO LOS DIEZ
PAISES MAS IMPORTANTES 1993
En Miles de Barriles/Dia**

PAISES	PRODUCCION Miles/Bbiles/Dia	PORCENTAJES % Sobre Prod.Mundial
EX-UNION SOVIETICA	8352	13.9
ARABIA SAUDITA	8205	13.6
ESTADDS UNIDOS	7004	11.6
IRAN	3713	6.2
CHINA	2878	4.8
MEXICO	2610	4.3
VENEZUELA	2379	3.9
EMIRATOS ARABES	2261	3.8
NIGERIA	1970	3.3
CANADA	1569	2.6
Sub Total	40941	68.0
Resto del Mundo	19294	32.0
TOTAL	60235	100.0

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF, Revista Oil, Gas Journal.

CUADRO NO.4

**PRODUCCION MUNDIAL DE GAS NATURAL
PAISES MAS IMPORTANTES 1993
En Millones de Pies Cúbicos**

PAISES	PRODUCCION Millones/Pies Cúbicos/Dia	PORCENTAJES % Sobre Prod.Mundial
EX-UNION SOVIETICA	76136	36.9
ESTADOS UNIDOS	48688	23.1
CANADA	14416	6.8
NETHERLANDS	11908	5.6
PAISES BAJOS	7243	3.4
INDONESIA	4692	2.2
MEXICO	3107	1.5
ARABIA SAUDITA	2975	1.4
IRAN	2624	1.2
EMIRATOS ARABES	2255	1.1
Sub Total	176245	63.2
RESTO DEL MUNDO	35701	16.8
TOTAL	211948	100.0

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF, Revista Oil, Gas Journal.

CUADRO NO.5

2.3 Consumo Mundial de Gas Natural

El Gas Natural definitivamente ha encontrado su posición de importancia en el mundo energético y augura un papel más importante para el futuro. El consumo de gas natural aumento en un 36% desde 1980 hasta 1993, este aumento se registro en todas las regiones, excepto en Norteamérica, donde el consumo fue errático, causado quizás por los continuos cambios en los reglamentos producción y control de precios.

El consumo en Europa Occidental se incrementó especialmente en el Reino Unido y Alemania, cada uno consumiendo el 23% del total de la región. En el Lejano Oriente, Japón consume aproximadamente una tercera parte de todo el gas natural producido en esa región.

Los Estados Unidos y Canadá han sido tradicionalmente los mayores consumidores de gas natural, debido al desarrollo industrial y la construcción del sistema de gasoductos, los cuales se iniciaron desde hace más de 60 años.

El desarrollo de la producción en la antigua Ex-URSS y la construcción de los gasoductos hacia la Europa Oriental y Occidental abrió nuevas e inmensas fuentes de consumo en esas regiones, y a partir de 1989 la Ex-Unión Soviética tomó claramente el liderazgo, pero el cambio de sistema económico y el separación de la Unión Soviética, junto con otros problemas políticos y económicos crean incertidumbre de que la Ex-Unión Soviética mantenga su actual crecimiento y consumo de gas natural.

3 Análisis de la Situación Energética en América Latina

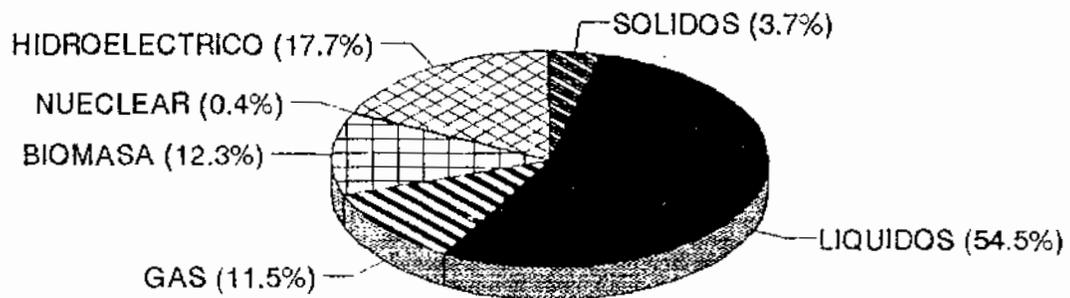
En América Latina la demanda mayor de energía es la que proviene de las fuentes de energía fósil: petróleo, gas y en menor proporción carbón, haciendo un total aproximado del 70% del total de utilización de energía.

El consumo de energía en América Latina esta dividida de la siguiente manera:

- Líquidos (54.5%), componen todos los derivados del petróleo, gasolinas, diesel oil, kerosene y otros.
- Hidroeléctrico (17.7%), la energía eléctrica.
- Biomasa (12.3%), componen la leña, carbón vegetal, yareta y otros.
- Gas (11.5%), el gas natural.
- Sólidos (2.7%) componen carbón mineral, hulla etc.
- Nuclear (0.4%), la energía proveniente de minerales radiactivos.

En la gráfica No 1 se observa el consumo porcentual de energía en América Latina.

CONSUMO DE ENERGIA EN AMERICA LATINA



FUENTE:Elaboración propia en base a datos del Atlas Geografico Universal y de Bolivia.
Edición 1994, Barcelona, Espana.

GRAFICO No.1

3.1 Producción de Petróleo y Gas Natural en América Latina

En los últimos años la producción de petróleo en América Latina está encabezada por México, Venezuela y Brasil. En 1993 México ha producido 2610 mil barriles por día, Venezuela con 2379 miles de barriles por día, y muy lejos Brasil con 643 miles de barriles por día. La producción total de petróleo en América Latina en 1990 con 7430 MBD, llega a su punto máximo en 1991 con 7807 MBD, posteriormente tiene un descenso en la producción hasta 1993 con 7329 MBD. En el cuadro No.6 se observa la producción de petróleo en América Latina de los últimos años.

La producción de gas natural en estos últimos años, tiene en el primer lugar a Venezuela, posteriormente México y la Argentina. En 1993, Venezuela con 3997 millones de pies cúbicos por Día, luego México con 3651 MMPCD, la Argentina con 2254 MMPCD. Estos tres países producen el 76% de la producción total de gas natural de la región.

La tendencia en general de la mayoría de los países productores de gas natural en América Latina es creciente. La República Argentina que ocupa el tercer lugar en la producción de gas natural, ha estado importando el mencionado producto de Bolivia por más de veinte años para satisfacer la demanda de su mercado interno. En el cuadro No.7 se observa la producción de gas natural de los últimos años en América Latina.

PRODUCCION LATINOAMERICANA DE PETROLEO
1990 - 1993
En Miles de Barriles/Día

PAISES	1990	1991	1992	1993
MEXICO	2974	3127	2657	2610
VENEZUELA	2249	2492	2292	2379
BRASIL	654	647	631	643
ARGENTINA	482	466	530	558
COLOMBIA	439	426	460	500
ECUADOR	286	300	311	327
TRINIDAD Y TOBAGO	151	146	144	125
PERU	129	115	108	124
BOLIVIA *	23	24	23	24
CHILE	20	18	15	14
CUBA	15	15	14	15
SURINAME	4	4	5	5
RESTO DE AMERICA	4	5	4	5
TOTAL	7430	7807	7194	7329

* Incluye Gasolina Natural

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF, Revista Oil, Gas Journal e Informe ARPEL.

CUADRO NO.6

PRODUCCION LATINOAMERICANA DE GAS NATURAL
1990 - 1993
En Millones de Pies Cubicos Día

PAISES	1990	1991	1992	1993 (p)
VENEZUELA	3920	4093	4105	3997
MEXICO	3652	3634	3649	3651
ARGENTINA	2257	2243	2249	2254
TRINIDAD Y TOBAGO	646	692	690	657
BRASIL	807	639	640	615
BOLIVIA	510	526	533	541
CHILE	406	364	398	401
COLOMBIA	388	403	401	393
ECUADOR	127	81	90	96
PERU	124	106	115	118
RESTO DE AMERICA	35	35	35	35
TOTAL	12673	12815	12905	12758

(p) Proyectado

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la División de Estadística YPF, Revista Oil, Gas Journal e Informe ARPEL.

CUADRO NO.7

3.2 Consumo de Hidrocarburos Líquidos y Gas Natural

El primer país consumidor de hidrocarburos líquidos derivados del petróleo en América Latina es México con 1373.70 miles de barriles día. en segundo lugar en importancia esta Brasil con 1145.64 miles de barriles día. Estos dos países los más industrializados de la región consumen el 62% aproximadamente del consumo total de hidrocarburos líquidos derivados del petróleo. Luego viene la Argentina con 346.23 MBD y Venezuela con 319.00 MBD. Gran parte de los países de la América Latina tienen un consumo bajo de hidrocarburos en relación a otros países industrializados de otras regiones. La mayoría de los países están en vías de desarrollo y se encuentran en la pobreza, por lo tanto el consumo de hidrocarburos mide de alguna manera el grado de industrialización y es el reflejo del atraso de sus economías.

Los productos que más se consumen en la América Latina son la gasolina automotor con 1185.98 MBD y el Diesel Oil 1109.65 MBD. En el cuadro No.8 se observa el consumo de principales productos derivados del petróleo, promedio de los años 1991-92-93.

El país que consume más gas natural en los últimos años es Venezuela con una producción de 1377.3 millones de pies cúbicos día. luego México con 1359.6 MMPCD y la Argentina con 1094.7 MMPCD.

CONSUMO DE PRINCIPALES PRODUCTOS DERIVADOS DEL PETROLEO
PROMEDIO 1991-92-93
 En Miles de Barriles/Día

PAISES	GASOLINA AUTOMOT.	DIESEL OIL	JET FUEL	GLP	FUEL OIL	OTROS 1/	TOTAL
ARGENTINA	100.0	140.6	13.2	35.7	48.0	8.9	346.3
BOLIVIA	8.4	9.0	1.9	6.4	0.1	0.6	26.4
BRASIL	175.8	441.0	51.8	156.8	180.0	140.2	1145.6
COLOMBIA	108.3	36.2	10.7	14.0	15.2	8.0	192.4
COSTA RICA	5.3	8.7	0.9	0.8	3.5	0.4	19.5
CUBA	27.8	52.8	S/D	2.9	108.1	13.8	205.3
CHILE	33.6	43.8	6.3	17.2	23.0	7.8	131.7
ECUADOR	31.7	27.9	4.0	12.3	24.7	1.1	101.7
MEXICO	477.5	225.4	37.0	215.5	408.7	9.7	1373.7
NICARAGUA	2.3	4.1	0.5	0.5	4.2	0.5	12.2
PARAGUAY	2.9	7.4	0.8	1.6	0.8	15.2	28.5
PERU	25.8	31.3	5.6	6.1	22.5	0.5	91.7
SURINAM	1.4	2.7	S/D	0.6	7.7	1.4	13.8
TRINIDAD Y TOB.	9.4	3.4	S/D	1.5	0.8	1.4	15.2
URUGUAY	5.0	10.4	0.8	2.0	7.5	1.6	27.3
VENEZUELA	172.0	65.0	6.0	48.0	19.0	7.0	319.0
TOTAL	1188.0	1109.7	141.2	521.7	873.7	218.1	4050.2

1/ Incluye Kerosen, Naftas, Gasa, Aviacion, etc. S/D Sin Datos.

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de ARPEL (Asistencia Reciproca Estatal Latinoamericana)

CUADRO NO.8

En el cuadro No.9 observamos la producción de los países productores de gas natural en la América Latina.

El consumo de gas natural promedio en los últimos años en la América Latina esta orientada al sector económico industrial con 3593.65 MMPCD, luego el gas residencial (gas domiciliario) con 764.93 MMPCD, otros sectores (eléctrico, petroquímica y etc.) con 351.32 MMPCD, y por último muy poco escala al transporte (gas comprimido) con 39.91 MMPCD generalmente utilizado en los países de Argentina, Colombia y Brasil.

En el cuadro No.10 se observa el consumo energético por sector de actividad económica de América Latina.

AMERICA LATINA
CONSUMO DE GAS NATURAL
PROMEDIO 1991-92-93
 En Millones de Pies Cúbicos/Día

PAISES	MMPCD
VENEZUELA	1377.3
MEXICO	1359.6
ARGENTINA	1094.7
TRINID.Y TOB.	345.7
BRASIL	275.5
COLOMBIA	125.4
CHILE	107.7
BOLIVIA	54.0
PERU	9.9
CUBA	2.8
TOTAL	4752.6

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de ARPEL

CUADRO NO.9

CONSUMO ENERGETICO POR SECTOR DE ACTIVIDAD ECONOMICA
PROMEDIO 1991-92-93
 En Millones de Pies Cúbicos/Día

PAISES	TRANSPORTE	INDUSTRIA	RESIDENCIAL	OTROS	TOTAL
VENEZUELA	0.0	1259.0	118.3	0.0	1377.3
MEXICO	0.0	1219.8	139.8	0.0	1359.6
ARGENTINA	36.7	474.6	458.4	124.3	1094.1
TRINIDAD Y TOB.	0.0	194.9	0.0	220.3	415.2
BRASIL	0.4	195.8	10.6	0.0	206.6
COLOMBIA	2.8	102.4	13.4	6.7	125.4
CHILE	0.0	89.0	18.7	0.0	107.7
BOLIVIA	0.0	54.0	0.0	0.0	54.0
PERU	0.0	4.2	5.7	0.0	9.9
CUBA	0.0	2.8	0.0	0.0	2.8
TOTAL	39.9	3593.7	764.9	351.3	4752.6

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de ARPEL (Asistencia Reciproca Estatal Latinoamericana)

CUADRO NO.10

*CAP. III SITUACION ENERGETICA EN BOLIVIA, DEMANDA Y OFERTA DE
HIDROCARBUROS*

1 Aspectos Iniciales

En este capítulo, se hace un análisis general de la situación energética en Bolivia, posteriormente se hace mayor énfasis en los hidrocarburos. Se muestra una relación histórica de la producción de petróleo crudo/condensado y gas natural en nuestro país.

Mostramos las características de la empresa estatal del petróleo: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y también de las empresas Contratistas de Petróleo que operan.

Se analiza la producción y demanda de hidrocarburos líquidos, del periodo 1980-1993, es el periodo de referencia que tomamos en el presente estudio, no incluimos al gas natural porque es motivo exclusivo de estudio en el siguiente capítulo.

Es importante conocer la posición estratégica del sector hidrocarburos, los aportes que Y.P.F.B. realiza al Tesoro General de la Nación, etc.

También se hace referencia al proyecto de ley de capitalización y al futuro de la empresa estatal del petróleo Y.P.F.B..

2 Utilización de Diferentes Energías

La mayor utilización de energía en Bolivia está constituida por los hidrocarburos (derivados del petróleo y gas natural), cubren con aproximadamente 72% de las necesidades energéticas del país.

En segundo lugar esta el consumo energético hidroeléctrico con una participación del 14%, en total contra posición con el potencial hidroeléctrico que ofrece Bolivia.

En tercer lugar la biomasa con 13.9 %. compuesta sobre todo por carbón vegetal, leña, yareta y otros, en un país que enfrenta problemas muy serios de desertificación en el altiplano, sur de Bolivia y norte de Santa Cruz.

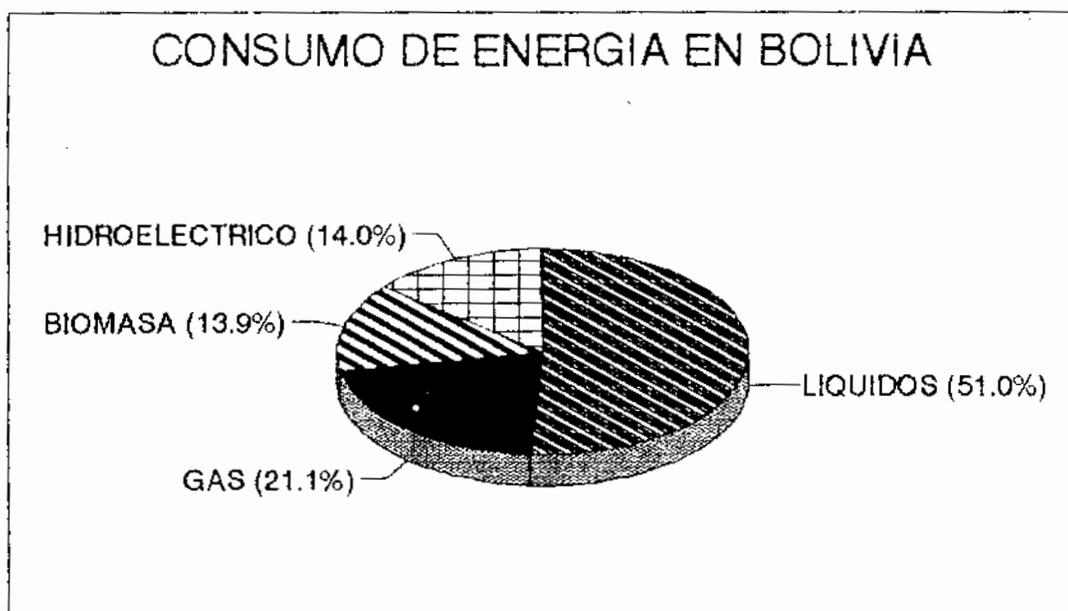
Sobre otras energías como el carbón mineral podemos decir que los estudios realizados a través de GEOBOL, podría existir yacimientos de unas 200 mil toneladas de carbón tipo antracita en la región de Copacabana (La Paz), no se descarta la existencia de este mineral en otros departamento como Cochabamba, Tarija y Chuquisaca.

Sobre la energía solar, en Bolivia existen algunas empresas participantes que han instalado equipos solares y calentadores en algunas residencias particulares, pero en muy poca escala.

La energía nuclear que se obtiene a través de procesos de fusión de minerales radiactivos como el uranio, plutonio etc., apenas existen experimentos de investigación científica y su uso limitado en la medicina.

De todo este análisis podemos decir que la mezcla energética nacional está "petrolizada". Dentro de esta utilización energética nacional donde debería apoyarse la economía es fundamentalmente en las energías que producen los recursos renovables, debido a su abundancia (hidroeléctrica, solar etc.). Se debe anotar que en el contexto mundial los países están haciendo esfuerzos y están avanzando rápidamente, de acuerdo a sus posibilidades económicas y desarrollos tecnológicos suplir a las energías que proceden de las fuentes fósiles.

En la gráfica No.2 se muestra la participación porcentual de las diferentes energías que se consumen en nuestro país.



FUENTE: Elaboración propia en base a datos del Atlas Geográfico Universal y de Bolivia.

3 Los Hidrocarburos en Bolivia y su Producción Histórica

La producción de hidrocarburos líquidos y gaseosos en Bolivia, data desde junio de 1924 con el primer pozo descubridor Bermejo-X4 (Bjo-X4) situado en la zona subandina sur en la provincia Arce del departamento de Tarija por la compañía petrolera extranjera SOC.

Posteriormente el 21 de Diciembre de 1936 se crea la primera empresa estatal del petróleo: Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B.) y partir de 1937 se produce un promedio de 349 barriles día de petróleo condensado y gasolina natural, que va subiendo en forma ascendente.

La mayor producción histórica de petróleo y condensado se ha logrado el año 1973 con 47.292 barriles por día, en el cuadro No.11 vemos la producción histórica de petróleo desde 1952 - 1993.

El Gas Natural viene asociado al Petróleo y por muchos años fue quemado y venteado a la atmósfera, recientemente a partir de la década de los 60 es utilizado como combustible en una escala creciente con un consumo inicial de un millón de pies cúbicos por día. Se quemó por largos años este recurso energético irrecuperable que guarda nuestro subsuelo y que debía ser aprovechado más racionalmente. En el cuadro No.12 podremos observar la producción histórica de Gas Natural desde 1952-1993.

PRODUCCION HISTORICA DE PETROLEO CONDENSADO Y GASOLINA NATURAL

1952-1993

[En MMPCD] (Kil)

ANO	Y.P.F.B.	GASOLINA NATURAL	OTRAS EMPRESAS	TOTAL
1952	1436	0	0	1436
1953	1646	0	0	1646
1954	4644	0	0	4644
1955	7377	0	0	7377
1956	8731	0	0	8731
1957	9795	0	0	9795
1958	9413	0	0	9413
1959	8685	0	0	8685
1960	8498	0	1268	9766
1961	7414	147	777	8338
1962	7131	147	884	8162
1963	6644	147	698	7489
1964	6559	147	441	7147
1965	9101	150	121	9372
1966	8693	169	8049	16931
1967	7499	0	32480	39979
1968	6546	105	32366	41017
1969	14792	109	25641	40542
1970	24182	130	0	24292
1971	38161	126	0	38307
1972	43626	134	0	43760
1973	47292	131	0	47423
1974	45466	116	0	45602
1975	40362	120	0	40482
1976	40590	116	0	40706
1977	34728	116	0	34844
1978	29886	110	2564	32560
1979	24796	694	3077	28567
1980	20844	2099	2937	25880
1981	18238	2104	3930	24272
1982	15966	1932	8447	26365
1983	14316	1995	7673	24186
1984	13671	1642	7152	22465
1985	13866	1624	5982	21474
1986	12405	1480	5160	19045
1987	14716	1407	4162	20285
1988	15680	1497	3499	20686
1989	16539	1717	3391	21647
1990	17012	2005	3905	22922
1991	17755	2231	4419	24405
1992	16994	2116	4166	23296
1993	17785	2116	4442	24353

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de la
División de Estadística YPFB.

CUADRO NO.11

PRODUCCION HISTORICA DE GAS NATURAL 1952-1993
[En MMPCD]

ANO	Y.P.F.B.	OTRAS EMPRESAS	TOTAL
1952	1	0	1
1953	1	0	1
1954	3	0	3
1955	6	0	6
1956	7	0	7
1957	8	0	8
1958	7	0	7
1959	5	0	5
1960	11	0	11
1961	13	0	13
1962	9	5	14
1963	11	6	17
1964	21	3	24
1965	19	2	21
1966	24	9	33
1967	27	56	83
1968	24	65	89
1969	26	167	193
1970	84	0	84
1971	222	0	222
1972	330	0	330
1973	414	0	414
1974	395	0	395
1975	385	0	385
1976	429	0	429
1977	417	0	417
1978	398	33	431
1979	380	58	438
1980	382	80	462
1981	374	106	480
1982	352	163	515
1983	322	166	488
1984	298	176	474
1985	285	164	449
1986	269	172	441
1987	280	162	442
1988	313	151	464
1989	352	160	512
1990	329	181	510
1991	338	188	526
1992	361	172	533
1993	398	143	541

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de la
 División de Estadística YPFB.

CUADRO NO.12

3.1 La Empresa Nacional del Petróleo, YPFER

Yacimientos Petroliferos Fiscales Bolivianos (Y.P.F.B), es un empresa estatal de petróleo, es una empresa integrada que cumple las siguientes actividades en el país:

- Exploración
- Perforación
- Producción
- Industrialización
- Transporte
- Comercialización.

La Exploración es la base de la industria petrolera y mediante esta se ubican las estructuras petrolíferas, utilizando la Prospección que tiene sus diferentes ramas.

La Perforación comprende la Perforación de pozos exploratorios y de desarrollo de los campos descubiertos.

Por la Producción se obtiene los hidrocarburos líquidos y el Gas Natural, mediante la operación de campos productores y plantas de gas.

La Industrialización se realiza en las refinerías, el petróleo es transportado por oleoductos de los campos productores a las refinerías que se encuentra en Cochabamba (Gualberto Villarroel), Santa Cruz (Palmasola) y Sucre (Guillermo Helder).

En las refinerías el petróleo es tratado mediante proceso atmosférico etc., de donde se obtiene productos intermedios y terminados.

La Comercialización, se ocupa de cubrir los requerimientos de la demanda tanto en el mercado nacional como al mercado externo.

3.2 Las Empresas Contratistas de Petróleo

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), ha suscrito contratos con empresas privadas extranjeras y nacionales; Contratos de Operación, Contratos de Recuperación Mejorada y de Operación Petrolera.

Hasta 1994 se concedió aproximadamente 15.1 millones de hectáreas en las diferentes estructuras petroleras que comprenden los nueve departamentos de Bolivia.

Las empresas contratistas hasta 1994 realizaron inversiones por un monto de 72.6 millones de dólares americanos. Las inversiones mas importantes son:

- La Compañía Occidental Boliviana invirtió un monto de 22.5 millones de dólares americanos en la región del Chaco boliviano que comprende los departamentos de Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija.
- Tesoro Bolivia Petroleum invirtió un monto de 11.7 millones de dólares americanos en las áreas La Vertiente y los Suris (Tarija).
- Chevron Internacional Ltda. invirtió, un monto de 9.6 millones de dólares americanos en la estructura de Caipipendi (Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija).
- Pérez Companc invirtió un monto de 9.2 millones de dólares americanos en las áreas Caranda y Colpa (Santa Cruz).

El tiempo de vigencia para todos los contratos es de 30 años, se estipula en el periodo de explotación, diferentes porcentajes entre Y.P.F.B. y las empresas Contratistas. Los porcentajes varían entre un 35% y 65% para Y.P.F.B. y el saldo restante para la Compañía Contratista.

En el cuadro No 13 se hace una relación hasta el año 1994 de las áreas de contratos de operación por departamentos y las hectáreas concedidas a las diferentes compañías contratistas.

AREAS DE CONTRATOS DE OPERACION POR DEPARTAMENTOS

En Miles de Hectáreas

A DICIEMBRE/94

CONTRATISTA	BLOQUE	PANDO	LA PAZ	BENI	CBBA	ORURO	STA. CRUZ CHUQUIS.	TARIJA	POTOSI	TOTAL
CHEVRON	CAIPIENDI						392.0	168.0		1020.0
ESSO	POOPO NORTE		595.5			583.3				1178.8
ESSO	POOPO SUR					1224.4			180.0	1404.4
MAXUS	MAMORE I				145.0		1217.5			1362.5
MOBIL	XXIII-MADRE DE DIOS	712.0	1288.0							2000.0
OCCIDENTAL	XIX-CHACO						155.6	19.0		300.6
PAN ANDEAN	CHAPARE			737.5	601.5		53.5			1392.5
PEREZ COMPANC	CARANDA-COLPA						22.8			22.8
PETROLEX	LAGUNILLAS					728.0	154.1	151.0		305.1
PHILLIPS	CURAHUARA DE CARANGAS		709.5					22.8		1437.5
PLUSPETROL	SERRANIA CANDADO						583.8			22.8
SANTA FE	CARANDAIGUA						78.5			583.8
SOPETROL	PALMAR ORATORIO							37.5		78.5
TESORO	XVIII-LA VERTIENTE							467.5		37.5
TESORO	XX-TARIJA									467.5
TEXACO	AZERO						292.0	705.5		997.5
TEXACO	HITO VILLAZON						346.4	378.8		1012.5
TEXACO	MADIDI		1186.5	296.0				287.4		1482.5
TOTAL		712.0	3779.5	1033.5	748.5	2535.6	3296.2	1821.3	180.0	15106.7

Fuente: Elaboración Propla en base a datos de la Gerencia de Exploración de YPFB

CUADRO NO. 13

3.3 Producción de Hidrocarburos Líquidos 1980-1993

La producción a nivel nacional de hidrocarburos líquidos (petróleo/condensado, gasolina natural y gas licuado de petróleo) en 1980 fue de 27.475 barriles por día y ha finales del año 1993 es de 29.308 barriles por día, con una tasa de crecimiento del 0.5% anual.

El comportamiento histórico entre el período de 1980 - 1993 se puede dividir en cuatro etapas: La primera etapa 1980 - 1986, donde hay una tendencia decreciente, debido a una declinación en la producción de los campos de Caranda, Colpa, Río Grande, Porvenir y Tita. La segunda etapa 1987 - 1991, una tendencia creciente con una tasa de crecimiento de aproximadamente 5%, esto se debe fundamentalmente a la incorporación de la producción de los campos: San Roque, Vuelta Grande, Víbora, Sirari y Taiguati. La tercera etapa en 1992 hay nuevamente una declinación de la producción por una baja de los campos de Taiguati y La Peña. La cuarta etapa en 1993 donde se incrementa la producción muy significativamente debido a la incorporación a la producción de los campos Katari y Carrasco del departamento de Cochabamba, y aumento de producción del campo la Vertiente.

En el siguiente cuadro No.14 y gráfica No.2 podemos observar muy claramente estas fluctuaciones de producción de hidrocarburos líquidos.

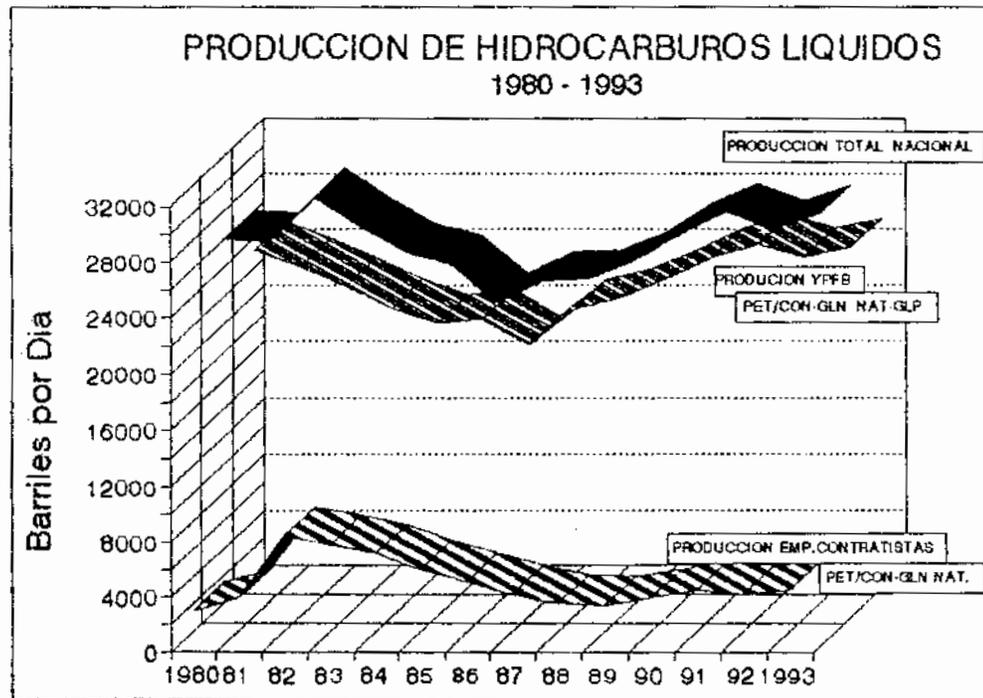
PRODUCCION DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS 1980 - 1993
En Miles de Barriles

PERIODO	PETROLEO Y CONDENS		GASOLINA NATURAL	GAS LICUADO	TOTAL	BARRILES POR/DIA
	Y.P.F.B.	EMP.CONT.*				
1980	7628.9	1075.1	768.0	584.0	10056.0	27475
1981	6658.9	1434.2	768.1	1112.0	9971.2	27918
1982	5835.0	3083.3	705.0	1513.7	11137.0	30612
1983	5226.1	2873.7	727.9	1529.6	10357.3	28376
1984	5003.7	2617.8	601.0	1480.3	9702.6	26510
1985	5061.6	2183.5	592.8	1540.7	9378.6	25695
1986	4527.9	1883.3	540.2	1441.5	8392.9	22994
1987	5371.3	1519.0	513.6	1555.6	8959.5	24547
1988	5738.9	1280.6	544.3	1459.2	9023.0	24653
1989	6036.6	1237.6	626.8	1578.4	9479.4	25971
1990	6209.4	1425.5	731.8	1845.3	10212.0	27978
1991	6480.7	1612.8	814.3	1847.1	10754.9	29465
1992	6219.7	1532.1	775.2	1816.1	10343.1	28260
1993	6495.0	1621.5	772.4	1808.5	10697.4	29308

* Incluye Gasolina Natural

FUENTE: Elaboracion Propia en base a datos de la DVEG-YPFB

CUADRO NO.14



GRAFICA NO.2

3.4 Industrialización y Transporte

La empresa estatal del petróleo YPFB, ha tendido hasta el año 1992; 6.222 kilómetros de ductos, poliductos y gasoductos. Existen 12 oleoductos y poliductos principales en actual utilización del orden de 3.791 kilómetros, correspondiendo la mayor de estas líneas al oleoducto Santa Cruz - Arica (Chile) con una extensión de 968 kilómetros. Otras líneas importantes son: Poliducto Cochabamba - Oruro - La Paz, oleoducto Camiri - Yacuiba (frontera Argentina), el oleoducto Sucre - Camiri y los poliductos Cochabamba - Puerto Villarroel y Villamontes - Tarija. Siendo Bolivia un país con producción predominantemente gasífera ha extendido su accionar a la construcción de una red nacional de gasoductos que veremos en el capítulo IV.

Existen cuatro plantas de tratamiento de gas y 19 plantas para almacenar productos. Las tres refinерías en actual operación tienen una capacidad de procesar 45 mil barriles por día, sólo se utiliza actualmente el 50% aproximadamente de su capacidad instalada, existiendo una capacidad ociosa del 50%.

Las refinерías se encuentran situadas los departamentos de: Cochabamba (Gualberto Villarroel) una capacidad de 27 mil BPD, la segunda en Santa Cruz (Palmasola) una capacidad de 15 mil BPD y la tercera ubicada en Sucre (Mesa Verde) con una capacidad de 3 mil BPD.

La carga procesada en 1980, para la elaboración de productos derivados del petróleo fue de 26.712 barriles por día, volumen que tuvo un descenso drástico en los años de: 1984 - 1985 - 1986 debido a dos factores; un descenso en la producción de petróleo/condensado y una baja en demanda de productos derivados del petróleo, posteriormente la tendencia fue creciendo hasta el año 1993 con una elaboración de 26.883 barriles por día.

Uno de los productos que mas se incremento fue el Diesel Oil de 1885.1 miles de barriles en 1980, a 2610.9 miles de barriles en 1993, una tasa anual de crecimiento de 5.5% debido a mayores requerimientos para atender las necesidades de la demanda del mercado nacional.

La Gasolina Automotor se mantuvo prácticamente en los mismos niveles de elaboración, salvo en 1989 donde tuvo su punto máximo, debido al requerimiento del mercado interno.

La elaboración del Fuel Oil cayo en forma descendente en 1980 una elaboración de 948.5 miles de barriles a 1993 con 24.1 miles de barriles, esto debido a la sustitución paulatina y su poca demanda en el mercado interno. Lo mismo ocurre con el Kerosene que su elaboración va disminuyendo paulatinamente en los últimos años por la poca demanda en el mercado nacional y la sustitución de este producto por otros hidrocarburos. En el cuadro No.15 podemos apreciar la elaboración de los diferentes productos en las tres refinerías del país.

INDUSTRIALIZACION 1980 - 1993

En Miles de Barriles

PERIODD	GLNA. AUTOMT.	GLNA. AVIAC.	G.L.P.	KEROSEN	JET FUEL	DIESEL OIL	FUEL OIL	OTROS 2/	TOTAL 1/	TOTAL BPD CAR/PROSC
1980	3447.6	118.2	635.3	997.9	699.8	1885.1	948.5	1044.3	9776.7	26712.3
1981	2757.5	117.0	602.1	717.2	701.4	1965.6	818.5	1187.7	8867.1	24293.4
1982	3267.9	93.3	615.3	699.1	531.0	1701.4	850.3	1548.5	9304.8	25492.6
1983	2821.6	95.4	475.2	646.6	568.6	1543.9	927.8	1031.5	8110.6	22220.8
1984	2904.1	103.4	455.4	675.5	593.3	1662.6	671.7	976.6	8044.6	21980.3
1985	2912.7	87.5	429.3	687.4	635.8	1653.5	527.9	899.7	7833.6	21461.9
1986	2908.7	78.7	541.8	358.4	587.1	1736.2	289.9	923.9	7424.5	20341.1
1987	3238.4	79.1	540.9	359.7	546.7	2107.6	224.9	769.0	7866.3	21551.5
1988	3266.3	80.7	399.9	324.8	579.0	2066.6	208.0	1169.9	8094.4	22115.8
1989	3503.3	65.8	390.0	317.2	631.1	2251.6	106.0	1316.9	6581.9	23512.1
1990	3414.0	60.9	410.2	299.4	676.9	2561.5	92.6	1548.3	9063.9	24832.3
1991	3282.4	51.1	569.9	268.7	631.0	2852.0	115.5	2000.7	9771.3	26770.7
1992	3136.3	41.0	510.5	222.1	668.9	2594.1	232.2	2267.9	9663.0	26474.0
1993	3196.5	38.7	513.2	230.6	741.0	2610.9	24.1	2457.3	9612.3	26883.0

1/ Carga Total Procesada. 2/ Incluye reciclo derivado y Productos Intermedios.

FUENTE: Elaboración Propia en base a datos de la DVEG-YPFB.

CUADRO NO.15

3.5 Demanda de Derivados del Petróleo 1980-1993

Dentro la estructura del mercado interno en 1980, el producto mas importante por el nivel de sus ventas fue la Gasolina automotor, con una participación del 33.4% sobre la venta total de productos. Hasta 1993 su participación baja a un 31.8% este hecho se explica fundamentalmente por el comportamiento de los precios que han inducido a una sustitución de Gasolina por Diesel Oil, especialmente en el autotransporte.

El G.L.P. (Gas Licuado de Petróleo) tiene una tendencia creciente en 1980 con una participación del 12.7% en el mercado de productos, en 1993 tiene una participación de un 24.1% lo que significa que el G.L.P. a sustituido gradualmente a otros productos como el Kerosene y el Fuel Oil, productos que eran esencialmente utilizados en los sectores de la pequeña industria y doméstico.

El Diesel Oil tiene un aumento acelerado en la demanda del mercado interno, en 1980 con una participación de 21.6% en el mercado de productos, llega a superar a la Gasolina en 1993, con una participación del 33.8% del total de venta de productos. En el punto 3.5.1 se hace un análisis de la situación del Diesel Oil.

La Gasolina de Aviación descendió en su demanda en el mercado de productos, en cambio el Jet Fuel tuvo un incremento en su demanda. En el cuadro No.16 podemos observar el comportamiento de la demanda de derivados del petróleo desde el año 1980 hasta 1993.

DEMANDA DERIVADOS DEL PETROLEO 1980 -1993

Mercado Nacional - En Miles de Barriles

PERIODO	GLNA. AUTOMT.	GLNA. AVIAC.	G.L.P.	KEROSEN	JET FUEL	DIESEL OIL	FUEL OIL	OTROS 1/	TOTAL	TOTAL BPO DEMANOA
1980	2902.9	112.4	1108.6	946.5	672.7	1881.2	958.1	115.6	6696.0	23759.6
1981	2899.6	109.1	1435.0	662.3	644.0	1885.0	974.9	85.1	6695.0	23821.9
1982	2919.4	91.3	1718.2	633.4	514.5	1636.2	856.9	142.1	6512.0	23320.6
1983	2849.5	90.2	1751.2	694.4	558.7	1550.6	915.4	93.4	6503.4	23297.0
1984	2728.5	93.5	1743.1	652.7	576.2	1496.4	727.0	99.2	6118.6	22178.5
1985	2784.2	80.0	1767.6	570.6	574.7	1489.0	541.3	88.9	7911.5	21675.3
1986	2908.2	76.1	1963.6	331.6	570.1	1606.5	319.4	61.6	7857.3	21526.6
1987	3243.0	80.3	2104.0	304.8	556.4	1836.1	178.4	76.9	8379.7	22658.1
1988	3233.4	71.2	1992.9	261.2	551.3	1915.8	197.8	114.0	8337.6	22760.3
1989	3340.2	66.1	1985.1	283.6	619.5	2157.5	179.4	119.0	8750.4	23973.6
1990	3329.3	55.2	2036.0	233.9	656.9	2444.2	169.5	109.7	9034.7	24752.5
1991	3159.4	51.5	2089.6	225.5	626.2	2804.0	150.6	77.1	9183.6	25161.1
1992	3072.9	41.2	2204.6	175.9	650.3	2926.6	98.8	71.5	9241.9	25320.2
1993	3076.9	35.8	2326.6	163.6	704.5	3266.9	27.4	59.9	9661.5	26469.7

1/ Eter, solvente, hexano, aceites, grasas, parafinas y asfaltos.

* Incluye Importación de Diesel Oil por empresas privadas en 1992 MB 166.17 y 1993 MB 931.42

FUENTE: Elaboración Propia en base a datos de la DVEG-YPFB.

CUADRO ND. 16

3.5.1 La Situación del Diesel Oil

Desde 1992 el país ha comenzado a importar Diesel Oil, debido fundamentalmente a que la mayor parte del petróleo producido en Bolivia es de tipo ligero, el mismo que no es apto para la obtención de Diesel Oil.

En 1992 se importó 156.17 miles de barriles y en 1993. 931.42 miles de barriles con una tendencia creciente para futuros años. Bolivia tiene dificultades de satisfacer la demanda de Diesel Oil procedente de fuentes nacionales y se tiene que recurrir al mercado externo.

En el año 1993 la demanda de Diesel Oil, superó a la gasolina automotor, este hecho se puede explicar por los siguientes factores:

El comportamiento de los precios; la Gasolina automotor cuesta mas que el Diesel Oil, esta diferencia de precios ha motivado la conversión de motores de camiones, micros y otros motorizados a gasolina, cambiarlos a motores que funcionen con Diesel Oil. El poder calorífico del Diesel Oil es superior al de la Gasolina automotor en aproximadamente seis por ciento.

Además de Europa fueron importados gran cantidad de vehículos nuevos y de segunda mano que funcionan a Diesel Oil. En Europa existen restricciones ambientales que van poniendo trabas al funcionamiento de motorizados que utilice Diesel Oil, cosa que no sucede en los países en vías de desarrollo como es el nuestro.

Otra faceta importante que debemos añadir al incremento de la demanda de Diesel Oil, es un resultado natural del aumento de la inversión pública en obras viales y del crecimiento en la producción agrícola moderna, principalmente en el departamento de Santa Cruz.

3.6 Producción Vs. Consumo 1980-1993

Lo mas importante que podemos rescatar de todo este análisis del sector hidrocarburos en Bolivia, es el hecho que en el período 1980 - 1993 el ritmo de crecimiento de la demanda de líquidos a sido superior al crecimiento de la producción de hidrocarburos líquidos.

Si se mantiene este ritmo, Bolivia se verá obligada a la importación de hidrocarburos líquidos para satisfacer la demanda del mercado interno. En 1992 ya comenzamos a importar Diesel Oil, por las razones ya mencionadas anteriormente, esto nos lleva a una reflexión, en vista a las graves consecuencias macroeconómicas que puede ocasionar al país una importación de otros derivados del petróleo.

Por una parte la importación de hidrocarburos líquidos implicará una pérdida de las Reservas Internacionales Netas, por otro lado debilitaría los ingresos al Tesoro General de la Nación, ya que un producto importado no generaría recursos como las ventas de un producto nacional.

El 65% del valor bruto de ventas que genera Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos es transferido al T.G.N. (Tesoro General de la Nación), lo que constituye generar aproximadamente más del 50% de los ingresos del Gobierno Central.

La producción de hidrocarburos líquidos en los años 1980, 1983, 1986, 1987 y 1988 no ha podido satisfacer la demanda de nacional de hidrocarburos líquidos, en estos años que se menciona se recurrió a los stocks de productos para cubrir la demanda.

En el cuadro No.17 observamos la producción mas importación Vs. demanda nacional mas las exportaciones, para el periodo 1980 - 1988.

**PRODUCCION Y IMPORTACION VS. DEMANDA NACIONAL Y EXPORTACION
DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS**
En Miles de Barriles

PERIODO	PROD. DE		TOTAL	PRDD. + IMP.		VENTA DE DERIVADOS	CONSUMO PROPIO/3	EXPORTAC. 4/	DEMANDA		DEM. TOT.		DIFERENCIA	
	LIQUIDOS 1	IMPORTAC. 2/		PROD. + IMP. EN BPD	EN BPD				TOTAL	EN BPO	EN BPD	5/		
1980	10056.0	0.0	10056.0	27475	8696.0	753.2	727.3	10176.5	27881	-405				
1981	9971.2	0.0	9971.2	27318	8695.0	895.7	312.5	9903.2	27132	186				
1982	11137.0	0.0	11137.0	30512	8512.0	850.4	922.5	10284.9	28178	2335				
1983	10357.3	0.0	10357.3	28378	8503.4	818.1	1452.9	10774.4	29519	-1143				
1984	9702.6	0.0	9702.6	26510	8116.6	681.7	481.2	9279.5	25354	1156				
1985	9378.6	0.0	9378.6	25635	7911.5	725.1	86.2	8722.8	23998	1797				
1986	8392.9	0.0	8392.9	22994	7857.4	686.4	344.4	8868.2	24296	-1302				
1987	8959.5	0.0	8959.5	24547	8379.7	593.2	5.5	8978.4	24598	-52				
1988	9023.0	0.0	9023.0	24653	8337.6	738.9	8.9	9085.4	24824	-171				
1989	9479.4	0.0	9479.4	25971	8750.3	696.8	6.1	9453.2	25899	72				
1990	10212.1	0.0	10212.1	27979	9034.7	705.0	119.4	9859.1	27011	967				
1991	10754.8	0.0	10754.8	29465	9183.8	678.5	125.9	9988.2	27365	2100				
1992	10343.0	156.2	10499.2	29686	9241.9	695.9	60.5	9999.3	27318	1369				
1993	10697.5	931.4	11628.9	31860	9661.5	769.2	17.0	10447.7	28624	3236				

1/ Petróleo/condensado, Gasolina Natural y Gas Licuado de Plantas de Gas. 2/ Importación exclusiva de Diesel Oil
3/ Consumo en operaciones de empresa. 4/ Incluye exportación de Petróleo, GLP y otros. 5/ Diferencia en Producción y Demanda.
FUENTE: Elaboración Propia en base a datos de la DVEG-YFFB.

CUADRO NO.17

3.7 Aportes de Y.P.F.B. al T.G.N.

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, es una empresa estatal que se autofinancia, no requiere de la subvención del estado boliviano. Es la mayor contribuyente de divisas al país a través del sistema de impuestos, excedente financiero y regalías sobre la producción de petróleo crudo y gas natural a los departamentos productores y regalías compensatoria a otros departamentos.

3.7.1 Impuestos

Los impuestos que se graban a Y.P.F.B. hasta 1987 eran :

- 19% Impuesto sobre producción de Petróleo y gas natural*
- Impuesto sobre exportaciones de gas natural*
- Impuesto del 12.5%*
- Impuesto del 15%*

En el mismo año entra en vigencia nuevos impuestos:

Impuesto al Valor Agregado IVA 10% (DS No. 21530 del 27/02/87), este impuesto posteriormente en el año 1992 se modifica al 13%.

Impuesto a las Transacciones (DS No. 21532 del 27/02/87).

Impuesto a la Renta Presunta (Ds No 21424 del 30/10/86).

Estos impuestos mencionados pagan aproximadamente el 2%. En el cuadro No.16 vemos la relación de impuestos que Y.P.F.B. paga al Tesoro General de la Nación desde 1987 hasta 1993.

3.7.2 Regalías

Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, otorga regalías en el orden del 11% sobre la producción de petróleo y gas a los departamentos productores, en este caso: Santa Cruz, Chuquisaca y Tarija. A partir de 1992 el Departamento de Cochabamba recibe regalías, por incorporarse a la producción de hidrocarburos.

A partir del año 1988 los departamentos de Beni y Pando, reciben regalías compensatorio y en el orden del 1% sobre la producción de petróleo y gas, repartidos de la siguiente forma: $\frac{2}{3}$ del 1% para el departamento de Beni y $\frac{1}{3}$ del 1% para el departamento de Pando.

Las regalías pasan a las Corporaciones de Desarrollo de los departamentos productores y de los departamentos que reciben pago compensatorio.

En el cuadro No 18 vemos la relación de pago de regalías y compensatorio.

3.7.3 Excedentes Financieros

Los saldos de Excedentes Financieros es la diferencia que obtiene Y.P.F.B. de sus ingresos por ventas (mercado interno y externo) y los egresos por Impuestos, Regalías (a los departamentos productores y compensatorio a otros), Pago a las compañías contratistas (compra de petróleo crudo y gas natural), Costos de Operación (exploración, perforación, producción, transporte, refinación y comercialización de los productos), e Inversiones con recursos propios de Y.P.F.B.

La empresa estatal del Petróleo aporta con más del 62% de sus ingresos totales al Tesoro General de la Nación, de esta manera agota sus recursos de operación y de nuevas inversiones.

En el cuadro No.18 se ve una relación de los últimos años, los excedentes financieros que generó Y.P.F.B y pasa al Tesoro General de la Nación.

IMPUESTOS, EXCEDENTES FINANCIEROS Y REGALIAS
(En millones de Bolivianos)

	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
19% Impuesto a/producción	142.3	145.0	172.7	216.2	251.4	190.4	207.4
Impuestos a/Exporte e Import.	9.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	32.8
Impuesto 12.6%	6.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto 15%	12.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Impuesto 10% IVA y 13%	73.6	78.4	95.6	122.0	176.4	241.9	260.9
Impuesto 2% Transferencias y Otros	4.4	7.8	9.8	23.2	36.1	89.8	41.2
TOTAL IMPUESTOS	251.1	231.2	278.0	361.3	463.9	522.1	542.3
Transferencia/Excedentes Financieros	413.4	506.0	752.0	893.3	1009.9	929.0	955.6
Participación Pago Compensatorio							248.5
TOTAL T.G.N.	664.5	737.2	1040.0	1054.6	1473.8	1451.0	1748.6
Regalias 11% sobre Producción							
Sta.Cruz-Chuquisaca-Tarifa	86.4	87.2	103.7	129.6	156.5	124.4	126.6
Regalios 1% sobre Producción							
Boni y Pande		6.5	9.4	11.8	14.2	11.3	11.5
TOTAL CONTRIBUCIÓN TGN Y DPTOS.	750.9	830.9	1153.1	1196.2	1644.5	1586.7	1884.7
TOTAL INGRESOS	1184.1	1348.5	1515.1	2018.3	2700.6	2490.6	2672.0
Menos:							
Otros ingresos no Operativos	50.8	45.0	55.6	45.5	57.6	50.0	0.0
TOTAL VENTAS BRUTAS (Mercado Interno y Externo)	1113.3	1301.5	1559.5	1972.8	2643.0	2440.6	2672.0
% DE CONTRIBUCION AL TGN Y DPTOS	87.4	63.8	73.9	60.6	62.2	66.0	70.6

Fuente: Elaboración propia en base a datos de las Memorias Anuales de Y.P.F.B.

CUADRO NO. 16

3.8 La Ley de Capitalización y el Futuro de Y.P.F.B.

El argumento de la política de capitalizar por parte del Gobierno, se basa en la situación deficitaria de las empresas del estado. Pero este no es el caso de Y.P.F.B., porque el Programa de Cooperación Andina a Bolivia (PCAB) demuestra en un estudio para el período de 1985-1993 que Y.P.F.B. originó más del 50% de todos los ingresos que percibe el Tesoro General de la Nación, frente a los aportes de la renta, aduana y minería al margen de que una parte importante de los ingresos de la renta y aduana los genera el sector petrolero, mediante los impuestos a las transacciones, al valor agregado y a las importaciones. También cabe hacer notar que Y.P.F.B. realiza transferencias de dinero a las Corporaciones de Desarrollo de los departamentos productores.

El Gobierno por intermedio del Proyecto de Ley de Hidrocarburos, deja traslucir su intención de liberalizar el mercado de hidrocarburos. A continuación se copia un resumen de 5 capítulos que publicó el periódico Hoy:

11/ Título 1, Capítulo I, Disposiciones Generales

Se garantiza a toda persona natural y jurídica, nacional o extranjera, desarrollar cualquier actividad de hidrocarburos, tanto exploración y explotación, bajo principios de la libre competencia.

11/ Proyecto de Ley de Hidrocarburos, resumen de 5 capítulos.

Periódico HOY del 6/6/94 ECONOMIA pg. 13.

Los precios de los hidrocarburos y derivados serán libremente pactados entre ofertantes y demandantes de acuerdo a los mecanismos de libre mercado.

Título II, Capítulo II, Marco Normativo

Los principios básicos y normas generales que regulan la actividad de hidrocarburos se encuentran establecidos en la Constitución y la presente ley.

La ejecución de políticas y estrategias mediante la regulación, administración y fiscalización de las actividades de los hidrocarburos estarán a cargo de la Secretaría Nacional de Energía.

Capítulo III, Dirección General de Hidrocarburos

Sus funciones serán: Fiscalizar los trabajos, desarrollar, elaborar y proponer normas técnicas y administrativas, ejecutar los reglamentos, establecer sanciones y otorgar autorizaciones para operaciones.

Capítulo IV, Comisión Nacional de Hidrocarburos

En base al artículo 136 y 139 de la Constitución y para que suscriba contratos a nombre del Estado, se creará la Comisión Nal. de Hidrocarburos y tendría las siguientes atribuciones: Promover la inversión en exploración y explotación.

Negociar, otorgar, supervisar y hacer cumplir los contratos, proponer opciones y planes a la Secretaría Nacional de Energía, contratar empresas.

Asumir en calidad de contratante los derechos de YPF B en exploración y explotación.

Entregar al T.G.N. los ingresos que le corresponden como consecuencia de los contratos.

Capítulo V, Comisión Nacional Reguladora

La Comisión Nacional Reguladora (Conare) determinará y solucionar aspectos relacionados con los monopolios naturales del sector hidrocarburos y la distorsión de la libre competencia.

Otorgará y administrará concesiones para la distribución de gas natural por red, administrará y aplicará los sistemas de tarifas, solucionar además, los problemas planteados por los usuarios.

CAP. IV ANALISIS DEL GAS NATURAL EN BOLIVIA

1 Aspectos Iniciales

En este capítulo, nos referimos exclusivamente al gas natural: desde sus características como energético, comparación respecto a otras energías que se utilizan en Bolivia y las bondades que ofrece con relación al medio ambiente.

Posteriormente se hace referencia de la exploración, prospección, perforación y de las reservas de gas natural que existen en el país, su producción por departamentos y campos productores de gas natural.

Se analiza la distribución del gas natural por parte de Y.P.F.B. y las Compañías Contratistas (exportación, ventas mercado interno, consumo propio, inyección, quema/venteo y conversión a licuables).

Hacemos énfasis en la comercialización de gas natural en el mercado interno, se hace un análisis por departamentos y sectores económicos tomando en cuenta los volúmenes, precios y usuarios. En relación al mercado externo se considera los volúmenes y precios de venta a la República Argentina.

2 El Gas Natural. Características

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos gaseosos cuyo principal componente en elevado porcentaje es el metano, a diferencia del gas licuado que sus componentes más elevados son el butano y el propano. El gas natural se puede encontrar en forma libre.

Componentes promedio del gas natural boliviano:

COMPOSICION/MEZCLA	FRACCION MOLAR
Metano	0.9150
Nitrógeno	0.0133
Etano	0.0666
Propano	0.0057
Hexano	0.0012
Butano/CO ₂	0.0013
TOTAL	1.0000

El gas natural es utilizado como combustible en los sectores de consumo como: la industria (industrias y fábricas de todo tipo), comercial (locales comerciales, colegios y restaurantes etc.), doméstica (vivienda familiar), autotransporte (gas comprimido para vehículos) y eléctrico (para generar energía eléctrica). También el gas natural puede ser utilizado como materia prima, que no es precisamente de carácter energético, para fabricar polietilenos etc.

2.1 El Gas Natural con respecto a otros Energéticos

En nuestro país el gas natural ofrece ventajas con relación a otros energéticos que son usados. Como por ejemplo; con relación a la energía eléctrica su precio es más económico. Y actualmente está siendo utilizado como combustible para la generación de energía eléctrica en varias regiones del país y paulatinamente se convierte en una de las principales fuentes de energía para la producción de electricidad.

Y.P.F.B. vende grandes cantidades de gas natural directamente a la Empresa Nacional de Electricidad (ENDE) y Cooperativas de Electricidad en varios lugares del país. El precio de venta es diferenciado, 1.25 dólares americanos el millar de pie cúbico.

Con respecto a la biomasa (carbón vegetal, leña, yareta y etc.), se puede señalar que si bien el gas natural no puede competir a nivel precio, pues el gas natural es un energético limpio, que al utilizarse no contamina el medio ambiente, como sucede con la biomasa al hacerse uso.

2.2 El Gas Natural con respecto a otros Hidrocarburos

El gas natural boliviano tiene un poder calorífico promedio de aproximadamente 266.3 kilocalorías por millar de pie cúbico, el poder calorífico varía según el campo de producción.

En el cuadro No.19 se ve una relación del poder calorífico del gas natural con respecto a otros hidrocarburos líquidos.

El precio de venta de gas natural en Bolivia es diferenciado y varia según al sector que va dirigido en el mercado nacional. la relación de precios es la siguiente:

<i>Industrial</i>	1.8 \$us. por MPC
<i>Particulares</i>	1.8 \$us. por MPC
<i>Eléctrico (ENDES)</i>	1.25 \$us. por MPC
<i>Minero Met./otros</i>	1.25 \$us. por MPC

A su estos sectores anteriormente mencionados, Y.P.F.B. les vende directamente el gas natural.

La venta a los sectores *Doméstico, Comercial y Automotor (GNC)* esta realizada por empresas comercializadoras privadas como en:

<i>EMCOGAS (Cbba.)</i>	5.17 \$us. por MPC
<i>SERGAS (Sta.Cruz)</i>	5.37 \$us. por MPC
<i>EMDIGAS (Sucre)</i>	4.88 \$us. por MPC
<i>G.N.C. (Sucre)</i>	5.63 \$us. por MPC

En el cuadro No.20 se ve la relación de precios del gas natural con respecto a otros hidrocarburos líquidos. Se toma el precio promedio general de 3.39 \$us. por MPC para el gas natural.

PODER CALORIFICO DIFERENTES HIDROCARBUROS

En Miles

PODER CALDRIFICO	GAS NATURAL /1	GASOLINAS /1 PROMEDIO	G.L.P.	KEROSEN	DIESEL OIL	PETROLEO CRUDO
Kilocalorias						
Por Metro/Cubico	266.3	8,555.3	6,508.2	9,060.2	9,240.9	9,653.0

/1 Kilocalorias por Millar de Pies Cúbicos de Gas Natural

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de DVGN-Memórias de GCM-YPFB

CUADRO NO.19

COMPARACION DE PRECIO DE VENTA

En Dólares Americanos

(Precio Promedio de 1994)

	GAS NATURAL /1	GASOLINAS /1 SUPERIOR	G.L.P.	KEROSEN	DIESEL OIL	PETROLEO CRUDO
Dolares Americanos						
Por Metro/Cubico	3.4	397.0	135.7	203.9	330.5	103.8

/1 Millar de pies cúbicos y precio promedio general de venta a los diferentes sectores.

Tipo de Cambio 4.65 por Dólar Americano.

Fuente: Elaboración Propia en base a datos de DVGN-Memórias de GCM-YPFB

CUADRO NO.20

2.3 El Gas Natural respecto al Medio Ambiente

El gas natural, es un hidrocarburo que al utilizarse no contamina el medio ambiente de tal grado como el carbón mineral, carbón vegetal, leña, yareta, etc. y de los hidrocarburos líquidos como las gasolinas, diesel oil, kerosene, fuel oil, asfaltos, etc.

El carbón mineral, carbón vegetal, leña, yareta y otros, al ser utilizados o quemados producen una humareda excesiva y espesa que es expulsada a la atmósfera juntamente con gases nocivos a la naturaleza y su habitad. De la misma manera las gasolinas, diesel oil, kerosene, fuel oil, asfaltos y otros producen los mismos efectos mencionados y además las gasolinas y diesel oil tienen alto contenido de plomo, este mineral es bastante nocivo para la salud de las personas, sobre todo para los niños de corta edad, ya que les produce retardo mental según estudios realizados por la organización mundial del medio ambiente.

En Europa ante las restricciones ambientales han inducido a la exportación a precios muy bajos de vehículos livianos y pesados que funcionan a diesel oil, con destino a los países en vías de desarrollo como es el nuestro, donde recién se aprueban y entran en vigencia leyes de control y cuidado del medio ambiente que en muchos casos no se cumplen.

Hacemos referencia de los siguientes artículos promulgados y aprobados de la ley del medio ambiente en nuestro país.

12/ "CAPITULO III, DEL AIRE Y LA ATMOSFERA, Artículo 40.-Es deber del estado y la sociedad mantener la atmósfera en condiciones tales que permita la vida y su desarrollo en forma óptima y saludable.

Artículo 41.-El estado a través de los organismos correspondientes, normará y controlará la descarga en la atmósfera de cualquier sustancia en forma de gases, vapores, humos y polvos que puedan causar daños a la salud, el medio ambiente, molestias a la comunidad y sus habitantes y efectos nocivos a la propiedad pública y privada.....

CAPITULO XII, DE LOS RECURSOS ENERGETICOS, Artículo 74.- El Ministerio de Energía e Hidrocarburos en coordinación con la Secretaria Nacional del Medio Ambiente elaborará las normas específicas pertinentes. Asimismo, promoverá la investigación, aplicación y uso de energía alternativas no contaminantes."

Al dar cita a estos artículos que están dentro de la Ley del Medio Ambiente, se ve que entramos dentro los lineamientos de conservación del medio ambiente y de buscar alternativas de energías no contaminantes.

12/ "LEY DEL MEDIO AMBIENTE", Gaceta Oficial de Bolivia, Ley No 1333 de Fecha 27/04/92, Capítulos 40-41-74.

Por lo tanto el uso de la energía no contaminante es el gas natural, porque no es venenoso, su presencia en el ambiente es fácilmente detectable por las sustancias odorantes que contiene. Al ser un gas más liviano que el aire, se disipa rápidamente, evitando mezclas explosivas y al ser quemado el humo que expulsa no es denso ni contaminante para la naturaleza.

3 Exploración, Prospección y Perforación

La exploración es el simiente de la industria petrolera, por esta actividad se ubica las estructuras petroleras mediante las etapas de prospección y perforación exploratoria.

Desde 1980 - 1993 se registro 20.196 kilómetros de geología de campo, con una media de 1.443 kilómetros anuales. En sísmica se trabajaron en el mismo período 22.127 kilómetros, equivalente a una media anual de 1.581 kilómetros. Ver cuadro No.21.

Lo mas relevante de la exploración en 1991, fue incursionar en áreas no-tradicionales con buenos resultados en cuanto a reserva de hidrocarburos líquidos y gaseosos, destacándose por parte de Y.P.F.E. el descubrimiento del campo Carrasco en el departamento de Cochabamba y los campos de Junin y Cobra con petróleo y gas en Santa Cruz.

Por otra parte las compañías contratistas de operación tuvieron éxito en el descubrimiento de petróleo y gas con el pozo Pando-X1, ubicado en el departamento de Pando por la compañía Occidental Boliviana Inc. Otro campo descubierto es Surubi, con petróleo condensado descubierto por la compañía Maxus Bolivia Inc. en el departamento de Cochabamba.

También se perforó pozo profundo en el departamento de La Paz. Liquimuni-X1 que por primera vez se investiga el potencial hidrocarburífero que corresponde al área norte subandina. Posteriormente en 1992 se perfora Tacuaral-X1 en el Norte de La Paz. En Liquimuni-X1 y Tacuaral-X1 se encontraron indicios de gas pero en cantidades no comerciables, pero en un futuro se tiene previsto efectuar la perforación de Liquimuni-X2.

La prospección geológica en 1993 fue de 433.8 kilómetros y la sísmica de 680.5 kilómetros, muy inferior a los anteriores años.

En el período 1980 - 1993, se han perforado 142 pozos exploratorios con 469.736 ^{km} metros, con un promedio de 3.308 metros por pozo perforado. En perforación en desarrollo en el mismo período se han perforado 203 pozos con 588.040 metros, con una media de 2.896 metros por pozo perforado.

Ver cuadro No.22 En el período que tomamos en cuenta se han perforado y terminado entre YPFB y las compañías contratistas 142 pozos exploratorios de los cuales aproximadamente el 68% de los pozos exploratorios son secos/abandonados y un 22% resultaron productores.

En desarrollo de campos en el mismo período se perforaron y terminaron 203 pozos de los cuales el 88% resultaron ser productores y un 22% secos/abandonados.

El área explorable sedimentaria útil en Bolivia tiene una extensión de 520.250 kilómetros cuadrados, que corresponden al 47% de la superficie territorial del país. Del área sedimentaria total, un 30% no ha sido explorada hasta la fecha. Es importante señalar que de los 520.250 kilómetros cuadrados:

- El 24% es reserva de YPF, concretamente 125.965 kilómetros cuadrados.
- El 31% está en manos del sector privado a través de contratos de operación vigentes y en negociación, equivalente a 161.679 kilómetros cuadrados.
- Un 45% está abierto para exploración futura.

Debemos señalar que los expertos sostienen que el potencial hidrocarburífero probablemente se encuentra en áreas abiertas, y que el nivel de riesgo en estas áreas es muy grande.

PROSPECCION
(Kilometros)

PERIOD	Y . P . F . B .				CONTRATISTAS				TOTAL NACIONAL			
	GEOLOG	SISMICA	AEROMG	GEOQUI.	GEOLOG	SISMICA	GEOQUI.		GEOLOG	SISMICA	AEROMG	GEOQUI.
1980	931	487	D	0	D	506	D		931	999	D	D
1981	961	727	D	0	D	291	0		961	1,018	0	0
1982	1,591	1,365	D	0	D	178	D		1,591	1,543	D	0
1983	1,684	314	0	0	D	180	D		1,684	499	0	0
1984	1,749	496	0	D	0	582	134		1,743	1,078	0	134
1985	2,104	1,358	0	D	0	D	D		2,104	1,359	0	D
1986	1,609	1,260	D	0	0	0	0		1,609	1,260	D	D
1987	643	1,840	0	0	0	0	D		643	1,840	0	0
1988	1,494	1,433	0	0	0	D	0		1,494	1,433	0	D
1988	1,962	1,570	78,935	431	D	1,216	0		1,962	2,786	78,935	431
1990	906	1,120	40,575	489	D	D	D		906	1,120	40,575	489
1991	1,090	1,724	0	D	1,178	1,786	D		2,268	3,509	0	D
1992	1,153	1,528	0	0	715	1,486	D		1,868	3,015	0	D
1993	434	681	0	0	0	0	0		434	681	0	D

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de la DVEG-YPFB.

CUADRO NO.21

PERFORACION

PERIODO	Y . P . F . B .				CONTRATISTAS				TOTAL NACIONAL				
	METROS PERF.		POZOS TERM.		METROS PERF.		POZOS TERM.		METROS PERF.		TOT. MTS.	POZOS TERM.	
	EXPL.	OES.	EXPL.	DES.	EXPL.	DES.	EXPL.	DES.	EXPL.	DES.	PERFOR.	EXPL.	OES.
1980	17,712	36,063	4	12	2,079	18,142	2	3	18,791	54,205	73,996	8	15
1981	48,901	15,062	13	9	22,541	23,048	6	10	69,442	38,111	107,553	19	19
1982	38,424	26,311	15	7	7,499	8,097	3	4	45,923	36,408	82,331	18	11
1983	23,734	14,996	7	11	4,030	0	1	0	27,764	14,996	42,760	8	11
1984	18,109	27,539	5	8	1,616	0	0	0	19,725	27,539	47,264	5	8
1985	22,005	19,572	9	8	951	0	1	0	22,956	19,572	42,528	10	8
1986	13,100	37,766	4	14	0	0	0	0	13,100	37,766	50,866	4	14
1987	23,991	42,159	6	14	0	0	0	0	23,991	42,159	66,150	9	14
1988	30,130	51,466	9	19	3,144	0	0	0	33,274	51,466	84,772	8	19
1989	25,356	43,719	11	18	4,010	12,931	2	4	29,366	56,647	86,013	13	22
1990	24,428	55,055	6	15	6,740	0	0	0	31,168	55,055	86,221	6	15
1991	42,898	44,264	11	19	12,419	5,260	5	2	55,317	49,544	104,861	16	19
1992	25,362	55,239	11	17	17,030	0	5	6	42,392	55,239	97,631	16	17
1993	23,824	49,301	5	13	11,605	0	2	0	35,429	49,301	84,830	7	13

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de la DVEG-YPFB.

CUADRO NO.22

4 Reservas de Gas Natural

Desde 1924 hasta 1993, se han descubierto 68 campos en Bolivia entre Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos y las compañías contratistas que operan en nuestro país. De los 68 campos; 38 son productores, 22 se mantienen en reserva y 8 son secos abandonados. Del total de los campos descubiertos un 75% son gasíferos y un 25% son petróleo condensado.

Es decir que hasta donde se conoce Bolivia es un país fundamentalmente gasífero en una relación descubierta de reservas de 3 a 1. Esta situación se da como consecuencia, de que principalmente el área explorada en Bolivia desde 1924, es el área subandina centro y sur, y luego se extendía hacia las llanuras que han demostrado ser gasíferas.

En el cuadro No.23 se puede ver la evaluación de las reservas de gas natural en nuestro país, desde el 1ro. de enero/81 al 1ro. de enero/94. Las reservas probadas original tienen una ligera tendencia a subir en los últimos años. Pero si restamos el volumen acumulado producido de la reserva probada original, obtenemos la reserva probada remanente que en el cuadro No.23 se puede observar que desde 1984 muestra aproximadamente un mismo nivel. Las reservas probada original se ha incrementado ligeramente, pero la producción acumulada se incremento mas en los últimos años manteniendo de esta manera la brecha entre reservas probadas y reserva probada remanente, en el gráfico No.4 se ilustra esta explicación.

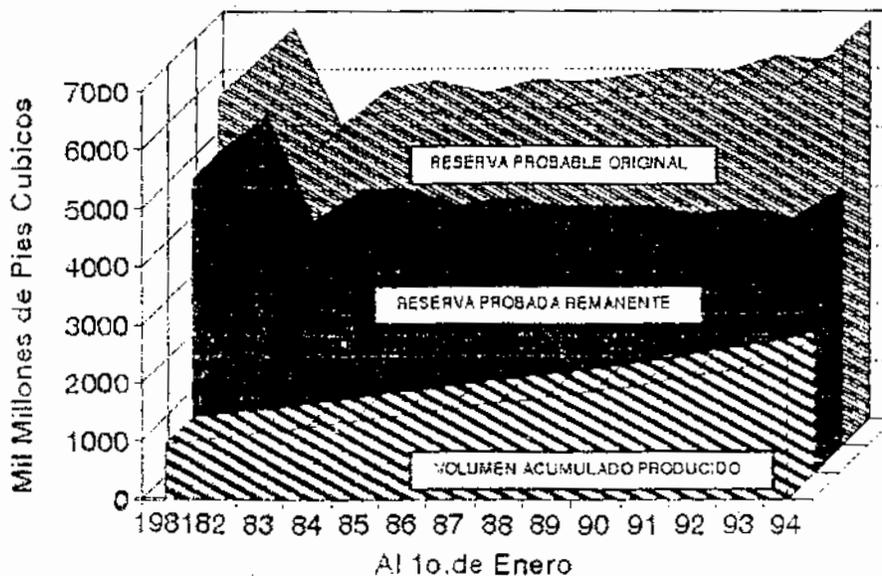
EVALUACION DE RESERVAS DE GAS NATURAL
PERIODO 1981 - 1994

FECHA DE LA REVISION	RESERVA PROBADA ORIGINAL MMMPC	VOLUMEN ACUMULADO PRODUCIDO MMMPC	RESERVA PROBADA REMANENTE MMMPC	RESERVA PROBABLE MMMPC
1-ENERO-1981	5985.20	935.10	5050.10	
1-ENERO-1982	6705.40	1034.90	5670.50	
1-ENERO-1983	5037.22	1134.25	3902.97	
1-ENERO-1984	5661.89	1233.94	4427.95	
1-ENERO-1985	5787.70	1335.14	4452.56	
1-ENERO-1986	5584.51	1436.79	4147.72	853.95
1-ENERO-1987	5793.81	1537.27	4256.54	781.28
1-ENERO-1988	5774.69	1638.04	4136.65	755.18
1-ENERO-1989	5896.63	1747.52	4149.11	1240.77
1-ENERO-1990	6018.61	1869.90	4148.71	1194.29
1-ENERO-1991	5952.67	1948.75	4003.92	1912.01
1-ENERO-1992	6220.54	2112.49	4108.05	2334.35
1-ENERO-1993	6166.86	2235.38	3931.48	1583.33
1-ENERO-1994	6842.89	2378.79	4464.10	2065.20

FUENTE: Elaboración propia en base a datos proporcionados por la DVEG-YPFB.
Reservas Posibles 507.5 MMMPC al 1o. de Enero/94

CUADRO NO.23

RESERVAS PROBADAS REMANENTES
Gas Natural 1981 - 1994



GRAFICA NO.4

5 Producción de Gas Natural por Deptos. y Campos 1980-1993

La producción nacional de gas natural se incremento en una tasa del 1.2% anual desde 1980 hasta 1993. La producción de gas natural por departamentos la encabeza el departamento de Santa Cruz, pero en relación a lo que producía en 1980 tuvo un descenso de una tasa del -4.0% anual hasta 1993. En segundo lugar esta el departamento de Chuquisaca, que incremento su producción notablemente en una tasa del 29.1% anual en el período anteriormente mencionado. Luego viene en departamento de Tarija que incremento su producción en una tasa de 9.3% anual. El departamento de Cochabamba empieza a producir gas natural desde 1991 con un solo campo, posteriormente en 1992 se suman dos campos a la producción de gas natural, y la relación de 1992 ha 1993 tiene un incremento de una tasa del 236.4% anual con una tendencia bastante creciente.

En el departamento de Santa Cruz, varios campos han declinado su producción desde 1980 - 1993; podemos citar al campo Tita que tuvo una tasa del -32.7% anual, el campo Palmar con una tasa del -29% anual, el campo Camiri con una tasa del -10.6% anual, el campo Colpa con una tasa del -12.2% anual, campo Río Grande con una tasa del -7.4% anual, todos estos campos citados eran productores tradicionales del departamento de Santa Cruz. Los campos que incrementaron su producción entre los más importantes son: Cascabel, Naranjillo, Sirari y Yapacani.

En el departamento de Chuquisaca en el período de 1980 -1993, el campo Monteagudo declino su producción en una tasa del -4.1% anual. El campo Vuelta Grande incremento en una tasa del 57.9% anual y el campo Porvenir en un 16.1% anual.

En el departamento de Tarija en el período de 1980 - 1993, el campo La Vertiente incremento su producción en una tasa del 2.1%. otros campos que incrementaron su producción gracias a puesta en práctica de técnicas como la recuperación mejorada fueron los campos: Bermejo, San Roque y Taiguati entre los más importantes.

El Departamento de Cochabamba aparece en el escenario de la producción de gas natural en 1991, con el campo Carrasco, posteriormente en 1992 se incorporan a la producción de gas los campos: Katari y Surubí, en 1993 el campo Bulo Bulo. Las expectativas gasíferas del departamento de Cochabamba son muy prometedoras a un corto plazo.

En cuadro No.24 se observa la producción nacional de gas natural por departamentos y campos productores desde 1980 - 1993.

PRODUCCION DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS Y CAMPOS
(Millones de Pies Cúbicos)

	1980	1981	1982	1983	1984	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993
SANTA CRUZ	150824	151122	130228	170000	103000	97547	86504	80117	59438	98734	89130	88730	83498	97088
Casabelli	520	423	341	208	200	214	210	224	224	240	244	214	200	219
Casiri	3790	3532	3554	3338	2941	1832	1851	480	524	1158	1170	1450	1100	878
Casari	4304	4805	5793	6162	6146	4643	3623	4601	5712	5087	4182	4150	4626	5196
Casabell	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cajpe	20223	17751	14943	11886	11682	9645	6590	8759	5999	4900	5739	4725	4104	3728
Esipino	2032	4994	5552	6000	3345	2437	998	909	48	0	0	0	0	0
H. Suarez R.	0	0	62	101	78	198	0	54	0	0	134	171	412	209
La Peste	2280	1164	1987	1226	1716	2725	3633	3714	3727	3733	2731	2412	2080	1339
Montecristo	2	0	0	42	172	157	152	138	344	460	375	136	131	121
Marañillo	0	0	0	0	0	0	0	307	5100	6988	6284	5265	4880	4202
Palmar	7518	7554	7208	5852	3680	1909	1025	714	573	491	328	208	204	80
Rio Grande	98556	84260	86735	77279	66036	64810	58153	51230	49927	48410	44839	40809	38008	35720
Santa Cruz	0	0	0	0	778	4720	7284	13518	12805	7709	5840	3250	2493	1112
Sheri	0	0	8	0	0	0	0	0	833	3984	6205	10835	12932	15214
Telarenda	0	0	0	0	0	0	0	18	62	87	118	181	180	186
Tiba	19583	16049	13008	8750	6184	4367	3265	2363	1659	1183	800	772	244	113
Vibora	0	0	0	0	0	0	0	0	1153	3178	3608	8302	8337	14354
Yaposti	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1427	3625	5084	4134
Otros /1	0	0	7	0	0	0	0	0	88	0	149	21	64	83
CHUQUISACA	2129	7075	31007	40000	58010	50784	54130	54566	53000	79920	72305	78473	87305	59161
Montesjudo	2027	1927	2020	2020	1290	1438	2191	1451	2127	2382	1804	1293	1064	1184
Porvenir	0	5031	28971	34893	41110	38782	44095	46144	43368	42678	39902	35962	29827	19392
Vuelta Grande	102	87	16	3147	10201	9674	7944	9961	13605	26760	32199	33198	36354	36084
TARIMA	9806	17281	17588	17900	18901	18777	20177	21843	21400	27221	27855	32005	34895	32900
Barraljo	0	0	0	0	1	0	183	234	405	882	1340	8771	6913	8475
Ecoandibo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	35	117	0	345	2419
La Vertiente	9709	17662	17428	16883	16977	15780	16321	12688	10255	12322	11284	11239	13409	12682
San Alberto	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	206
San Roque	0	40	53	49	0	0	4673	8519	10392	11406	9204	8980	9695	9450
Telguasi	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2464	8736	8573	3391	1837
Villamontes	0	0	101	66	0	0	0	192	357	112	75	42	20	182
Otros /2	166	180	0	0	13	8	0	0	0	0	51	0	0	0
COCHABAMBA /3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	3688	13078
Bulo Bulo	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	190
Cerroco	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	24	2840	7096
Katari	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1023	4558
Suruby	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	226	332
TOTAL NACIONAL	108816	176476	187877	179050	173900	164118	160811	161818	166057	186775	180307	101838	106506	107587

/1 Campos Guayruv, Mangales, Patujasi, Tundy y Wames. /2 Calque y Toro /3 La producción en el departamento comenzó en 1992.

FUENTE: Elaboración propia en base a datos de la GPO YPF B y OVEB YPF S.

6 Producción y Distribución de Gas Natural YPFB y Cias.

En 1993 de la producción total nacional de gas natural en Bolivia. Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos produce aproximadamente el 74% y las Compañías Contratistas un 26% .

Tanto la producción de gas natural por parte de YPFB como de las contratistas se distribuye de la siguiente manera: ventas por exportación, ventas en el país, consumo propio, inyección de pozos, quemado/venteado, merma/demasia y convertido a licuables.

Debemos hacer notar que la producción de gas natural de las Compañías Contratistas es comercializada por YPFB. En los puntos 7.2 y 7.5 se hace un análisis del mercado interno y mercado externo.

6.1 Consumo Empresa

El consumo empresa o también llamado consumo propio, no es más que la utilización del gas natural como combustible para realizar operaciones por parte de la empresa. Dentro de la industria petrolera el gas natural es usado como combustible en la generación de vapor y operaciones de refinación.

El consumo propio por parte de YPFB en el periodo de 1980 - 1993 ha tenido una tasa de incremento del 4.3% anual, las Compañías Contratistas en el mismo periodo una tasa del 6.7% anual. Del total nacional de la producción de gas natural el consumo propio actualmente es el 4.1% .

En el cuadro No.25 se puede ver el consumo empresa de YPFB y las cías contratistas.

6.2 Inyección de Pozos

Es la inyección del fluido gaseoso a los yacimientos, es un proceso técnicamente necesario para coadyuvar a los métodos de recuperación mejorada y secundaria, también para regular el suministro de gas durante las estaciones de baja demanda.

En el periodo de 1980 - 1993, YPFB tiene una tasa decreciente del -3.2% anual, las cías contratistas una tasa creciente del 11.6% . Actualmente del total nacional de la producción de gas natural, la inyección de pozos es del 27.4% .

En el cuadro No.25 se puede ver la inyección de pozos de YPFB y las cías contratistas.

6.3 Quemado/Venteado

Actualmente el 18.2% del total nacional de la producción de gas natural se quema, lo cual es totalmente antieconómico y atenta contra toda medida de conservación energética del país. Con este propósito es necesario encarar para el futuro la instalación de plantas paquetes para efectuar reinyección en los yacimientos que lo requieran, de esta manera se evitaría la quema y venteo de gas.

En el período de 1980 - 1993, YPFB tiene una tasa de incremento de quema/venteo de gas de un 13.6% y las cías contratistas un 7.3% . Del total nacional en el mismo período es de un tasa de incremento del 13.1% anual.

En el cuadro No.25 se puede ver la relación de quema/venteo de gas natural por YPFB y las cías contratistas.

6.4 Convertido a Licuables

Al procesar el gas natural en plantas especiales o plantas de gas, se obtienen productos líquidos, tales como gas licuado y gasolina natural. El gas licuado es utilizado para cubrir un alto volumen de la demanda de combustible para uso doméstico y comercial, y la gasolina natural es enviado a las refineries para su conversión en otros productos. Actualmente en Bolivia existen cuatro plantas de tratamiento de gas natural.

En el período de 1980 - 1993, YPFB tubo un incremento de una tasa del 4.9% de convertir a licuables. Las cías contratistas aportan a la conversión a licuables desde el año 1989.

En el cuadro No.25 se puede observar los volúmenes destinados a convertido a licuables de YPFB y cías contratistas.

PRODUCCION Y DISTRIBUCION DE GAS NATURAL
(Millones de Pies Cúbicos)

PERIOD	Y. P. F. R.				C. O. N. T. R. A. I. S. T. A. S. / S.				T. O. T. A. L. N. A. C. I. O. N. A. L.					
	VENTAS EXPORT	INVEC. POZOS	VENTAS PAIS	CONSU. EMPRE.	VENTAS EXPORT	INVEC. POZOS	VENTAS PAIS	CONSU. EMPRE.	VENTAS EXPORT	INVEC. POZOS	VENTAS PAIS	CONSU. EMPRE.	OTROS	TOTAL
1600	44875	21466	4754	4220	27559	894	312	187	29392	72052	78320	4940	7410	166810
1601	44308	28038	6180	4035	32737	4654	0	266	36752	77542	72712	4648	6259	175475
1602	51528	58543	5221	4234	29821	36347	8	1058	59407	81111	66800	5382	5320	167877
1603	53775	45000	5612	3750	24819	54125	6	1188	60526	76652	79125	4850	8657	176059
1604	56818	32465	5252	4633	22546	40505	0	1274	64260	78065	72786	6107	2481	173296
1605	53532	26868	6221	4133	24673	34640	0	1171	59836	73225	63903	5304	7672	164118
1606	45747	26000	8134	3016	20416	32206	0	1000	62671	79137	80289	8036	5650	160811
1607	42072	26241	3725	2028	25807	52193	8	1848	59006	74879	81134	7136	5486	162587
1608	53216	31988	10285	3750	24782	29437	8	1028	63262	78781	81425	6773	10217	168907
1609	43328	44536	12220	7002	55835	22277	654	651	60550	75057	87515	7635	15035	166775
1610	42615	46781	3132	8011	54266	18209	666	2331	60097	77801	85980	6362	14028	166287
1611	56950	61511	16247	5920	40028	17185	2218	3264	69440	74306	96676	6189	17667	181038
1612	51728	62388	17130	6500	45342	12400	3180	1878	62234	75080	83796	8486	22007	192006
1613	27464	30554	20225	7508	44386	3559	876	725	53110	73662	54113	6030	35580	192327

El rubro Gas Int. se refiere a volumenes operativos / S. Cumulado, vendido, producido, distribuido a la red, convertido a millones / S. Ventas realizadas por YPFB

CUADRO NO. 26

El rubro Emulación propia de YPFB se refiere a la producción de YPFB

7 Infraestructura y Comercialización de Gas natural

Es necesario puntualizar la infraestructura con que cuenta la empresa nacional del petróleo YPF para comercializar gas natural, al mercado interno y externo.

7.1 Infraestructura

En 1974 entró en operaciones el gasoducto Monteagudo-Sucre y por entonces empezó a transportar 360 mil pies cúbicos día en una longitud de 224 kilómetros, cañería de 6 pulgadas y 25 millones de pies cúbicos de capacidad instalada. Hasta 1992, el país cuenta con una red de ocho gasoductos y ramales de aproximadamente 2.441 kilómetros de longitud y una capacidad instalada de más de 450 MMPCD, cuya representación se esquematiza mediante una red de flujos del gas natural que se inicia en los procesos de producción de los diferentes campos productores y recorre las distintas etapas de transporte y transformación hasta llegar a los centros de consumo interno, exportación, inyección, autoconsumo y otros.

Los gasoductos son los siguientes:

- 1) Santa Cruz-Yacuiba,
- 2) Taquipirenda-Cochabamba,
- 3) Tarabuco-Sucre,
- 4) Sucre-Potosí,
- 5) Cochabamba-Oruro-La paz,
- 6) Río Grande-Parotani,
- 7) Villamontes-Tarija y
- 8) Tita-Yabog.

El gasoducto Santa Cruz-Yacuiba permite exportar hacia la Argentina el gas natural en cantidades que sobrepasan los 200 millones de pies cúbicos día.

Los diferentes gasoductos abastecen de gas natural a diversas zonas del país, y se están construyendo redes de gas domiciliaria y para autotransporte en varias ciudades a nivel nacional. En la ciudad del Alto en el departamento de La Paz se han tendido ramales para distribuir gas natural domiciliaria y se pretende llegar al centro de la ciudad de La Paz, concretamente a la zona de Miraflores hasta fines de 1994.

Para justificar la inversión de capitales en la construcción de nuevos gasoductos, tanto la oferta como la demanda deben ser lo suficientemente estables.

7.2 Mercado Interno de Gas Natural

En terminos generales el consumo de gas natural, desde 1981 hasta la fecha se ha incrementado paulatinamente en el mercado nacional. Es necesario hacer un análisis del consumo interno de gas natural por departamentos y por sectores económicos.

7.2.1 Consumo de Gas Natural por Departamentos

El departamento de Santa Cruz actualmente es el mayor consumidor de gas natural, con un 49% aproximadamente del consumo total nacional. Tiene una tasa creciente del 7% anual, desde el año 1982 hasta la fecha.

El departamento de Cochabamba actualmente ocupa el segundo lugar con un 22% aproximadamente del consumo total nacional, ha cobrado importancia desde 1984 con una tasa de crecimiento del 28.7% anual hasta la fecha.

El departamento de la La Paz, actualmente ocupa el tercer lugar con un 9% aproximadamente del consumo total nacional, desde 1984 entra dentro del mercado del gas natural, tiene una tasa de crecimiento del 40.9% hasta la fecha.

Posteriormente vienen los departamentos; Sucre con un 8% del consumo total nacional y una tasa anual de crecimiento del 5.9% desde 1982 hasta la fecha. Oruro con un 6% del consumo total nacional y una tasa de crecimiento del 77.6% desde 1990 hasta la fecha. Tarija con un 5% del consumo total nacional y una tasa de crecimiento anual del 5.9% desde 1982 hasta la fecha.

Por último el departamento de Potosí, actualmente aproximadamente con un 1% del consumo total nacional y una tasa decreciente del -27.2% desde 1990 hasta la fecha.

En el cuadro No.26 se puede ver el consumo de gas natural por departamentos.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR DEPARTAMENTOS
1982 - 1994
En Millones de Pies Cubicos

PERIODO	LA PAZ	COCHABAMBA	STA. CRUZ	ORURO	CHUQUISACA	POTOSI	TARIJA	TOTAL
1982			5010.2		877.2		36.5	5923.8
1983			4661.1		877.1		52.3	5590.5
1984	70.9	408.8	4982.5		319.7		64.0	5845.9
1985	416.9	598.8	5350.9		522.1	29.2	13.8	6931.7
1986	610.5	665.8	6254.2		535.4	14.8	163.7	8244.4
1987	815.2	853.0	7004.9		746.3		157.5	9576.9
1988	974.6	874.0	7275.9		786.8		83.7	9995.0
1989	1423.5	1008.6	8208.5		1697.4		451.1	12789.1
1990	2145.0	1194.2	9356.0	139.9	1911.3	534.5	1222.2	16503.1
1991	2868.1	2700.5	9250.5	465.8	1093.8	550.7	619.1	17548.5
1992	2048.3	3956.8	10709.2	825.0	1208.8	447.3	856.5	20051.9
1993	2038.2	4673.9	10749.3	1347.6	1261.7	157.3	1092.7	21320.7
1994	2189.2	5094.1	11293.5	1390.3	1753.9	150.4	1205.1	23076.6

FUENTE: Elaboración propia en base a Memorias anuales GCM, informes de la DVGN-YPFB.

(e): Estimado por la División de Gas Natural.

CUADRO NO.26

7.2.2 Consumo de Gas Natural por Sectores Económicos

Actualmente el sector eléctrico es el mayor consumidor de gas natural en Bolivia con un 57% del consumo total nacional y una tasa del 13.2% de crecimiento desde 1984 hasta la fecha.

Otro sector de mucha importancia es el sector industrial, actualmente con una participación del 42% del consumo total nacional, una tasa del 16.9% anual de crecimiento desde 1984 hasta la fecha.

En sector eléctrico y el sector industrial consumen actualmente el 99% del consumo total nacional. El restante 1% lo comparten los sectores comercial y doméstico que recién aparecen en 1992, posteriormente aparece en 1993 el sector automotor (GNC) que inclusive supera en volumen consumido a los sectores anteriormente mencionados.

En el cuadro No.27 se puede ver el consumo nacional de gas natural por sectores económicos.

7.2.3 Volumen, Ingresos y Precios *

Desde 1981 hasta la fecha el volumen de consumo de gas natural en el mercado nacional se incrementó en una tasa creciente del 11.1% anual, y sus perspectivas son muy alentadoras, ya que con la implementación de proyectos de utilización de gas natural comercial, doméstico y automotor(GNC), en los próximos años los volúmenes de consumo de gas natural se incrementaran mucho más.

CONSUMO DE GAS NATURAL POR SECTORES ECONOMICOS 1982 - 1994 *
En Millones de Pies Cúbicos

PERIODO	SECTOR HIDRO- ELECTRICO	SECTOR INDUSTRIAL	SECTOR AGRO- INDUSTRIAL	SECTOR COMERCIAL	SECTOR DOMESTICO	SECTOR AUTOMO- TRIZ	TOTAL
1984	3809.6	2036.3					5845.9
1985	4230.4	2234.8	466.9				6932.0
1986	5115.0	2948.6	180.4				8244.0
1987	5899.7	3561.9	115.4				9577.0
1988	5284.7	3424.8	285.5				9995.0
1989	7605.6	4967.0	216.4				12789.0
1990	9023.6	7479.4					16503.0
1991	10432.5	7115.9 *					17548.4
1992	11587.6	8462.7 *		1.0	0.5		20051.8
1993	12342.7	8932.9 *		32.6	12.5		21320.7
1994 (e)	13183.9	9704.3 *		35.5	48.6	104.3	23076.6

FUENTE: Elaboración propia en base a Memorias anuales GCM, Informes de la DVGN-YPFB.

(e): Estimado por la División de Gas Natural.

* Incluye el sector agroindustrial.

CUADRO NO.27

MERCADO NACIONAL °
VOLUMEN, INGRESOS, PRECIO/PROMEDIO

ANOS	VOLUMEN - MMPC	VENTAS M de \$us.	PRECIO PROMEDIO \$us.por MPC
1981	5873.4	8159.94	1.39
1982	5923.8	5962.14	1.01
1983	5590.3	5270.20	0.94
1984	5845.9	7830.39	1.34
1985	6932.0	11149.64	1.61
1986	8244.4	10930.60	1.33
1987	9576.9	11810.75	1.23
1988	9995.1	12916.01	1.29
1989	12789.1	13343.81	1.04
1990	16503.1	17590.14	1.07
1991	17548.5	18314.13	1.04
1992	20051.9	27612.14	1.38
1993	21320.7	31667.85	1.49
1994 (e)	23076.6	34188.25	1.48

(e) Estimado por División de Gas Natural. El cambio del dólar es promedio de cada año.

FUENTE: Elaboración Propia en base a datos DVEG-DVGN/YFFB.

CUADRO NO.28

Los ingresos provenientes de la venta de gas natural en el mercado nacional no son tan significativos en relación a los ingresos por venta de otros hidrocarburos.

Podemos señalar que los ingresos por la venta de gas natural en el mercado interno están en relación al volumen vendido y al precio. El precio es diferenciado del gas natural, dependiendo al sector que se vende, como ya analizamos en el punto 2.2 de este capítulo, es por eso que los ingresos por la venta de gas natural en el mercado nacional tiene sus altas y bajas en el periodo 1981 - 1993, el precio promedio más bajo fue en 1983 con 0.94 centavos de dólar americano, y su precio promedio más alto en 1993 con 1.49 dólares americanos. En el cuadro No.28 se puede ver esta relación volumen, ingreso y precio.

7.2.4 Usuarios

La determinación de precios utilizando un enfoque marginalista tradicional y estricto, ignora completamente la situación real de los usuarios en relación a la distribución de sus ingresos. Esta situación da lugar que los sectores de menores recursos, doméstico y automotor se vean afectados y tengan que pagar tarifas muy elevadas e inversamente proporcionales a su nivel de ingresos al demandar gas natural.

Por el contrario los sectores de altos ingresos, eléctrico, industrial y otros se ven beneficiados con tarifas reducidas al demandar gas natural.

En el cuadro No.29 se observa la relación de los usuarios de gas natural en el mercado nacional.

CATEGORIA DE USUARIOS DE GAS NATURAL

	Domestico	Comercial	Industria	Electricidad	TOTAL
La Paz *			124		124
Oruro			18		18
Cochabamba		1	73	1	75
Santa Cruz	146	3	96	2	247
Sucre	48	4	20	1	73
Potosí			4	2	6
Taríja	588	62	29	3	682
TOTAL	782	70	364	9	1225

* 861 Usuarios domésticos interconectados sin consumo.

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la DVGN-YPFB.

CUADRO NO.29

7.3 Mercado Externo

El país ha vendido gas natural a la República Argentina, desde 1972 hasta la fecha que continua vendiendo. La venta de gas al vecino país se realizó a través de dos contratos suscritos entre Gas del Estado de la República Argentina y Y.P.F.B. de Bolivia. Las partes más importantes del contrato original son los siguientes:

Volumen Total a venderse; 1.11×10^{12} Pies Cúbicos.

Precio; Fijo de 0.225 \$us.millar de pie cúbico en frontera para gas de 1045 BTU/MPC. Estableciéndose una tabla de bonificaciones por el contenido de licuables (gas licuado y gasolina natural) de acuerdo a los análisis cromatográficos.

Duración; veinte años al régimen diario establecido o cuando se entregue el volumen total pactado.

Forma de Pago; en dólares americanos, mensualmente.

Posteriormente en el segundo Contrato Ampliatorio, se amplió el volumen total de gas natural a ser entregado hasta mayo de 1992 a un volumen de 1.38×10^{12} pies cúbicos, el resto de las condiciones fueron respetadas sin variación.

El contrato de venta de gas natural a la república Argentina se cumplió sin interrumpir durante veinte años, desde 1972 hasta mayo, 1992.

Posteriormente cuando se pensaba que el país se iba a quedar sin mercado externo, se firma un nuevo contrato de venta de gas natural a la república Argentina. El volumen ha venderse es de 3.1×10^{11} pies cúbicos hasta mayo de 1996, a un precio de 1.10 el millar de pies cúbicos, precio que ira subiendo gradualmente hasta 1996. Vale decir que el primer año la Argentina pagará 1.10 \$us./MPC, segundo año costará 1.15 \$us./MPC, tercer año 1.20 \$us./MPC y hasta llegar 1.25 \$us./MPC.

7.3.1 Precios e Ingresos de Exportación

El contrato original contemplaba un precio fijo para los veinte años de 0.225 \$us./MPC, 19.9 \$us./TM gas licuado (propano y butano) y 0.0445 \$us./Galón. Las partes rápidamente llegaron a la convicción de lo irreal e inequitativa que era esa situación. Por estas razones los precios empiezan a ser modificados a los 16 meses de iniciada la exportación.

A partir de septiembre/74 los precios mantienen una evolución ascendente para llegar a sus valores más altos en 1984 y 1985 ha 4.46 \$us./MPC.

A partir de esa fecha los precios son decreciente hasta llegar en diciembre de 1991 a 2.35 \$us./MPC.

La tendencia decreciente es temporalmente revertida de enero a junio/90 por influencias de la guerra del Golfo Pérsico, pero no se llega a los precios de 1984 y 1985.

La tendencia ascendente que fue bruscamente interrumpida a partir de enero/86, se debe fundamentalmente a dos razones:

- 1).- La tendencia mundial decreciente de los precios de la energía.
- 2).- Los cambios estructurales que se vienen implementando en latinoamérica, al introducirse el modelo de Economía de Libre Mercado.

El incremento de los precios de gas natural de exportación ha estado muy rezagado con relación a los precios del comportamiento internacional, concretamente de los países de Noruega, Holanda y Canadá.

El gas natural no tiene precios internacionales de referencia que reflejen el juego de la oferta y demanda, como otros hidrocarburos.

Los ingresos provenientes de la exportación de gas natural están en función directa al volumen entregado y al precio fijado. Es por eso que los ingresos han tenido sus altas y bajas desde 1972 hasta 1993.

En el cuadro No.30 se puede apreciar los volúmenes, ingreso y precio promedio de la venta de gas a la república Argentina.

7.3.2 Participación Cias. Contratistas en la Exportación

Desde 1978 la participación en volúmenes de gas natural destinado a la exportación por parte de las Compañías Contratistas, ha sido cada vez mayor y va en continuo ascenso hasta la fecha. Tienen una tasa de incremento del 11.5% anual. En 1978 las Compañías Contratistas tenían una participación del 16% del volumen total exportado, en 1993 tiene una participación del 60% del volumen total exportado.

De los ingresos que Y.P.F.B. obtiene por ventas de gas natural al mercado externo, la empresa estatal paga el monto que les corresponde a las Compañías Contratistas descontando la participación que le toca a Y.P.F.B. por los volúmenes producidos.

En el Cuadro No.30 se puede apreciar la participación de las Compañías Contratistas en volúmenes destinados a la exportación.

*CAP.V PROYECCIONES DEL GAS NATURAL MEDIANTE RELACIONES
ECONOMETRICAS*

1 Aspectos Iniciales

En este capítulo se realiza la proyección del gas natural para el período 1994 - 2013 (veinte años) tanto por el lado de la oferta y la demanda.

Para realizar las proyecciones del mercado interno y demás rubros (consumo propio, convertido a licuables, reinyección y quemado venteado) se utiliza la estadística descriptiva e inferencial (series de tiempo, correlación, regresión lineal).

Para calcular la proyección de la exportación de gas natural, al Brasil, Paraguay y Chile. Se toma en cuenta los convenios o proyectos preliminares con las mencionadas naciones. de esta manera nos permitimos estimar los volúmenes, precios e ingresos que percibiría el país.

Con respecto a la venta de gas natural a la Argentina, se toma en cuenta el último convenio suscrito, donde se establece los precios y volúmenes. Considerando los volúmenes y precios se estima los posibles ingresos por venta de gas natural a la Argentina.

2 Proyecciones del Gas Natural. Formulación Econométrica

La distribución de la producción de gas natural es la siguiente: Exportación, Ventas en el mercado nacional, Inyección de pozos, Convertido a Licuables, Consumo propio y Quemado venteado.

$$PGN=Exp+Mi+Iy+Cl+Cp+Qv.$$

Donde:

PGN=Producción de Gas Natural

Exp=Exportación de Gas Natural

Mi =Ventas en el Mercado Interno de G.N.

Iy =Inyección de Pozos de G.N.

Cl =Convertido a Licuables

Cp =Consumo propio o consumo empresa de G.N.

Qv =Quemado y venteado de G.N.

Suponiendo que la Oferta de gas natural esta constituida por la producción total de gas natural (*PGN*) y la demanda de gas natural por: (*Exp*, *Mi*, *Iy*, *Cl*, *Cp* y *Qv*).

Primero:

Obtenemos la proyección del gas natural por el lado de la Oferta, utilizando las Series de Tiempo.

Segundo:

Obtenemos la proyección del gas natural por el lado de la demanda bajo las siguientes relaciones:

a).-Para obtener la proyección de la demanda del mercado externo del gas natural: tomamos en cuenta el convenio vigente suscrito con la República Argentina. Con respecto a la venta de gas natural al Brasil y Paraguay, tomamos en cuenta los convenios preliminares sobre los volúmenes de exportación.

b).-Para obtener la proyección de la demanda del mercado interno hacemos la siguiente relación:

$$Y=f(X,Z,W,U)$$

Donde:

Y=Mercado Interno (Variable Dependiente)

X=Producción de Gas Natural

Z=Promedio de Barril Compuesto (Derivados/petróleo)

W=Precio promedio MPC/\$us. (Gas Natural)

U=La tendencia en el tiempo.

c).-Para obtener la proyección de la Inyección de Pozos hacemos la siguiente relación:

$$Y=f(X,Z)$$

Donde:

Y=Inyección de Pozos (Variable Dependiente)

X=Producción de Gas Natural

Z=Tendencia el tiempo.

d).-Para obtener la proyección de Convertido a Licuables hacemos la siguiente relación:

$$Y=f(X,Z)$$

Donde:

Y=Convertido a Licuables (Variable Dependiente)

X=Demanda de gas licuado

Z=Demanda de gasolinas.

e).-Para obtener la proyección de Consumo Propio de gas natural hacemos la siguiente relación:

$$Y=f(X,Z)$$

Donde:

Y=Consumo Propio (Variable Dependiente)

X=Producción de Gas Natural

*Z=Refinación de productos derivados
de petróleo.*

f).-Para obtener la proyección de Quemado y venteado de gas natural hacemos la siguiente relación:

$$Y=f(X,Z)$$

Donde:

Y=Quemado/Venteado (Variable Dependiente)

X=Producción de Gas Natural

Z=Tendencia en el tiempo.

Para que se cumplan las mencionadas relaciones planteadas para las diferentes variables tanto de la oferta y demanda de gas natural, nos permitimos indicar los siguientes supuestos que influyen directamente en la economía nacional y por ende en el sector de hidrocarburos.

SUPUESTOS:

- El crecimiento poblacional sostenido deberá ser de un 2.5% anual, en estos 20 últimos años.
- Crecimiento per cápita del 3.5% anual.
- El consumo de derivados líquidos no deberá incrementarse por encima de la tasa actual de crecimiento.

2.1 Proyección de la Oferta de Gas Natural

Primeramente realizamos la proyección de la oferta de gas natural (Producción de gas natural), para realizar esta proyección utilizamos el "Análisis de Series de Tiempo". Se toma como base la producción de gas natural desde el año 1970, es este año donde el gas natural comienza a tomar importancia su producción, hasta el año 1993. Posteriormente obtenemos el índice estacional, mediante el método del porcentaje del movimiento medio. Ordenamos los períodos de cuatro en cuatro años tomando en cuenta los años bisiestos. Desestacionalizando los datos y continuando con el método se predice la producción de gas natural. (ver Anexo 1) se puede ver el ejercicio completo de la proyección de la oferta de gas natural. La proyección obtenida tiene bastante relación con los datos reales.

2.2 Proyección de la Demanda de Gas Natural

La demanda de gas natural esta constituido en este caso por: Exportación, Mercado interno, Inyección, Convertido a licuables, Consumo propio y Quemado/venteado (Exp, Mi, Iy, Cl, Cp y Qv. Desarrollamos cada una de estas variables utilizando las relaciones anteriormente mencionadas para obtener la proyección de la distribución del gas natural.

2.2.1 Proyección del Mercado Interno

El mercado interno de gas natural (Y), esta en función : de la producción de gas natural (X), Precio Promedio del barril compuesto de derivados de petróleo (Z), Precio promedio del MPC/\$us. de gas natural (W) y la Tendencia del tiempo (U).

$$Y=f(X,Z,W,U)$$

En forma de Ecuación:

$$Y=a+bX+cZ+dW+eU$$

Donde: a,b,c,d,e son constantes.

Utilizando el respectivo método de correlación (ver Anexo 2) obtenemos la siguiente ecuación:

$$Y= -25583.7+0.139(X)+93.22(Z)+1455.64(W)+960.84(U).$$

Debemos señalar que existe una excelente correlación de datos, el coeficiente de correlación es 0.9914956 muy cerca a uno.

La interpretación económica es la siguiente:

Si la producción de gas natural (X) se incrementa, la demanda de gas natural del mercado interno también tiende a incrementarse. Porqué existe confianza por parte de la población consumidora sobre la abundancia de este hidrocarburo, pero ocurriría lo contrario en el caso de que la producción de gas disminuyera.

Si el precio ponderado del barril compuesto de derivados de petróleo se incrementa (gasolinas, diesel oil, gas licuado, jet fuel, kerosene, y etc.), la tendencia de utilizar gas natural se incrementa en el mercado interno. Pero ocurre lo contrario. si el precio del barril compuesto de derivados de petróleo baja. la población consumidora preferirá demandar hidrocarburos líquidos.

Si el precio promedio del MPC de gas natural (W), se incrementa la población consumidora demandará menos gas natural. Pero si el precio promedio del gas natural baja, la tendencia se puede revertir.

Por último la tendencia del tiempo (U), es muy importante dentro de nuestro análisis, porque desde que el gas natural ha cobrado importancia dentro del contexto nacional, tomando en cuenta como año base 1980. la tendencia a sido continuamente creciente hasta 1993.

2.2.2 Proyección de Inyección de Pozos de Gas Natural

La Inyección de pozos de gas natural (Y), esta en función: de las variables independientes: Producción de Gas Natural (X), y la tendencia tiempo del (Z).

$$Y = f(X, Z)$$

En forma de Ecuación:

$$Y = a + b(X) + c(Z)$$

Donde : a, b, c son constantes.

Utilizando el respectivo método de correlación (ver Anexo 3) obtenemos la siguiente ecuación:

$$Y = -4900.38 + 0.50227(X) - 2456.78(Z)$$

Debemos señalar que existe una excelente correlación de las variables consideradas, el coeficiente de correlación es 0.939189 muy cerca a uno.

La interpretación económica es la siguiente:

Con relación a la variable independiente producción de gas natural (X), se puede decir que la relación es cíclica con respecto a la inyección de pozos de gas natural ya que actúa en algunos casos dependiendo del comportamiento que tome la producción de gas natural. Pero con relación a la Tendencia del tiempo (Z), podemos señalar que la tendencia es decreciente en relación al año base que se toma en cuenta. Con todos estos argumentos mencionados, la proyección de los volúmenes de inyección de pozos de gas natural nos muestra comportamiento cíclico pero con tendencia decreciente.

2.2.3 Proyección del Convertido a Licuables de Gas Natural

Los Convertidos a licuables del gas natural (Y), esta en función de las variables independientes:

Demanda de Gas Licuado (X), y La Demanda de gasolinas (Z).

$$Y = f(X, Z)$$

En forma de Ecuación:

$$Y = a + b(X) + c(Z)$$

Donde : a, b, c son constantes.

Utilizando el respectivo método de correlación (ver Anexo 4) obtenemos la siguiente ecuación:

$$Y = -3456.82 + 1.31891(X) + 1.39021(Z)$$

Debemos señalar que existe una buena correlación de datos, el coeficiente de correlación es 0.74 muy cerca a uno.

La interpretación económica es la siguiente:

Con relación a la variable independiente; demanda de gas licuado (X), se puede decir que si la demanda de gas licuado se incrementa en el mercado nacional, gran parte de gas natural se destinaría hacia las plantas de gas para obtener gas licuado y de esta manera cubrir la demanda. Lo mismo ocurriría con la variable independiente demanda de gasolinas (Z), ya que del gas natural se puede obtener gasolina natural, que va con destino a las refinerías.

En caso de existir una demanda de gasolinas en el mercado nacional, de alguna manera se puede cubrir esta demanda, destinando gran parte de gas natural a las plantas de gas para la extracción de gasolina natural con destino a las refinerías para su posterior elaboración y transformación.

2.2.4 Proyección del Consumo Propio de Gas Natural

EL Consumo Propio de gas natural (Y), esta en función de las variables independientes:

Producción de Gas Licuado (X), y La Refinación de Productos (Z).

$$Y = f(X, Z)$$

En forma de Ecuación:

$$Y = a + b(X) + c(Z)$$

Donde : a, b, c son constantes.

Utilizando el respectivo método de correlación (ver Anexo 5) obtenemos la siguiente ecuación:

$$Y = -8019.5524 + 0.028946(X) + 1.09030797(Z)$$

Debemos señalar que existe una buena correlación de datos, el coeficiente de correlación es 0.61 superior al cincuenta por ciento.

La interpretación económica es la siguiente:

Con relación a la variable independiente Producción de gas natural (X), se puede decir que cuanto mayor sea la producción de gas natural, mayor será el consumo propio por parte de la empresa.

Lo mismo ocurriría con la variable independiente Refinación de productos (Z), ya que dentro de la industria petrolera el gas natural es utilizado como combustible en la generación de vapor y electricidad y otras operaciones de producción y refinación. En caso de que se incremente la refinación de productos es lógico suponer que se incrementará el consumo propio o de empresa de gas natural.

2.2.5 Proyección del Quemado/Venteado de Gas Natural

EL Quemado/venteado de gas natural (Y), esta en función de las variables independientes:

Producción de Gas Natural(X), y La Tendencia del tiempo (Z).

$$Y = f(X, Z)$$

En forma de Ecuación:

$$Y = a + b(X) + c(Z)$$

Donde : a, b, c son constantes.

Utilizando el respectivo método de correlación (ver Anexo 6) obtenemos la siguiente ecuación:

$$Y = -51493.4 + 0.3149(X) + 1132.9(Z)$$

Debemos señalar que existe una buena correlación de datos, el coeficiente de correlación es 0.89 muy cerca a uno.

La interpretación económica es la siguiente:

Con relación a la variable independiente Producción de gas natural (X), se puede decir que cuanto mayor sea la producción de gas natural, mayor será el Quemado/venteado de gas natural, esa es la relación que nos muestra.

Con referencia a la variable independiente del Tiempo (Z), Podemos señalar que tomando como año base 1980, la tendencia ha sido creciente. Se puede decir que a mayor producción de gas natural al pasar los años, se incrementa la quema y venteo de gas natural.

2.2.6 Proyección o Calculo del Mercado Externo

Para realizar el calculo de la demanda de gas natural por parte del mercado externo, hemos tomado en cuenta el convenio vigente con respecto a la República Argentina. Con relación al Brasil, Paraguay y Chile se toma en cuenta los proyectos de venta de gas y convenios preliminares de posible venta de gas natural.

2.2.6.1 Exportación de Gas Natural a la Argentina

El país a vendido gas natural a la república Argentina durante veinte años desde 1970 hasta Mayo de 1992 como ya analizamos en el capítulo IV. A partir de mayo de 1992 se suscribe un nuevo convenio de prolongación de venta de gas a la Argentina.

Se suscribe que se exportará 6.1 millones de metros cúbicos de gas natural por día (equivalente a 215,42 MMPCD), a un precio de: 1.10 \$us. por Millar de pie cubico para el primer año, 1.15 \$us./MPC segundo año, hasta llegar 1.25 \$us./MPC el cuarto año. Suponemos que las ventas a la república se prolongaran por veinte años mas y que los volúmenes de exportación se mantendrán fijos o sea en 215.42 MMPC por día.

En el cuadro No. 31 se observa los volúmenes de las ventas futuras a la Argentina expresada en millones de pies cúbicos y tomando en cuenta los años bisiestos, desde el año 1994 hasta 2013.

2.2.6.2 Proyecto de Venta de Gas Natural al Brasil

Con la república del Brasil, se suscribe el contrato preliminar de compra-venta de gas natural, representados por Bolivia; Y.P.F.B. y por el Brasil; PETROBRAS.

El proyecto en total tiene un costo de 4.200 millones de dólares. De ese total. 2.000 millones serán destinados a la instalación de la tubería.

La construcción del gasoducto entre Santa Cruz de la Sierra (Bolivia) y Sao Paulo (Brasil), tendrá una extensión de 2.223 kilómetros, de los cuales 577 km. estarían en territorio boliviano y los otros restantes en el lado brasileño.

Sobre el diámetro de la tubería del gasoducto inicialmente es de 28 pulgadas. pero el gobierno boliviano pretende aumentar a 32 pulgadas. Este punto sobre el diámetro de la tubería del gasoducto quedó pendiente de discusión entre los dos países.

Sobre la participación de la construcción del gasoducto, por una modificación a propuesta boliviana, en agosto '94, la estatal Y.P.F.B. tendrá participación presupuestaria de 85% en el lado boliviano y el 20% en el lado brasileño. El Brasil tendrá, según la propuesta, participación del 80% en su territorio y 15% en territorio boliviano.

En uno de los puntos mas importantes sobre los volúmenes de venta por parte de nuestro país, la cláusula cuarta del contrato preliminar indica:

El volumen diario a ser suministrado por Y.P.F.B. a PETROBRAS (cantidad diarias contractual), en el punto de entrega a ser definido por las partes de acuerdo a la cláusula sexta, será de ocho millones de metros cúbicos por día (8.000.000 m³/Día) en el primer año aumentando linealmente, año por año, hasta alcanzar dieciséis millones de metros cúbicos por día (16.000.000 m³/Día) en siete (7) o diez (10) años.

Para el aumento de ocho millones de metros cúbicos por día (8.000.000 m³/Día) será determinado por acuerdo de partes en el contrato de compra y venta de Gas.

Sobre el precio del gas boliviano en boca de pozo será de 0.90 centavos de dólar americano por un millón de BTU (unidad de calor usada en Inglaterra) y que sirve de base para estimar el valor del gas natural. Aproximadamente un promedio de 0.95 centavos de dólar por millar de pie cúbico para nuestro gas natural.

En agosto de 1994 se volvieron a reunir los presidentes de Brasil y Bolivia, para tratar el tema de la compra-venta de gas natural entre las dos naciones, se trató el punto de la participación en la construcción del gasoducto, pero las cláusulas relacionadas al diámetro, precio y al volumen, ya acordadas en el contrato preliminar no fueron tocadas ni alteradas.

De acuerdo a la cláusula referente a los volúmenes de venta de gas natural al Brasil, nos hemos permitido hacer una relación; 8 millones m³/día equivale a 282,52 Millones de pies cúbicos por día. Entonces para el año que se inicie la venta 1997 tenemos un volumen anual de 103.120.6 MMPC. Este volumen se ira incrementando año tras año de acuerdo a lo que establece la cláusula del contrato, hasta llegar a 16 millones de m³ en el año 2005, equivalente a 206.241,3 MMPC, volumen que se mantendrá hasta la finalización del contrato, pero tomando en cuenta los años bisiestos.

En el cuadro No. 31 se puede observar los volúmenes de venta de gas natural al Brasil por un periodo de 17 años (1997 - 2013), tomando en cuenta las cláusulas del contrato y los años bisiestos.

2.2.6.3 Proyecto de Venta de Gas Natural al Paraguay

Los gobiernos de Bolivia y Paraguay, suscribieron un acta de entendimiento para posibilitar en el futuro la venta de gas natural boliviano al vecino país. Se ha decidido la construcción de un gasoducto que vinculará Vuelta Grande en Bolivia y a Asunción en Paraguay.

La construcción del gasoducto con unos 800 kilómetros de extensión de 12 pulgadas diámetro con rumbo al Paraguay, tendrá un costo de 109 millones de dólares y será íntegramente financiado por capital privado, cuya infraestructura permitirá el transporte de 60 millones de pies cúbicos por día.

Con respecto a los volúmenes, viendo la demanda potencial se exportaría un promedio de 25 millones de pies cúbicos por día, obviamente que las proyecciones con Paraguay son mayores pero de acuerdo a varios estudios de mercado, se sabe que es difícil llegar a los volúmenes que se tiene previstos de 60 millones de pies cúbicos por día en futuro demasiado cercano.

Con respecto a los precios de venta del gas natural, es un punto que se esta dejando para el final ya que según el gobierno boliviano hay dos formas de enfocar; primero, es por el costo del que vende el producto, y segundo es ver cual es el combustible que nuestro gas reemplazaria.

Tomando en cuenta estos convenios preliminares con respecto a la venta de gas natural a la república del Paraguay, hemos calculado la posible venta de gas desde el año 1998 hasta el 2013. La venta de los volúmenes promedio que se toma en cuenta es de 25 millones de pies cúbicos por día, tomando en cuenta los años bisiestos. Ver cuadro No 31.

2.2.6.4 Proyecto de Venta de Gas Natural a Chile

Existe una buena e interesante perspectiva de mercado para exportar nuestro gas natural al norte de Chile, se inició conversaciones entre ambas naciones, para la primera etapa de factibilidad para este importante proyecto. Por Chile (ENPC), por Bolivia (YFFB) y BHP de los Estados Unidos como socio de las dos entidades.

La construcción del gasoducto abarcaría una extensión de 1.100 kilómetros que transportará gas natural de la parte sur de Bolivia a la zona de alta concentración minera en el norte de Chile.

El costo de la construcción del gasoducto se estima en unos 300 millones de dólares. El ducto se comenzará a construir en 1995 y estaría en pleno funcionamiento a fines de 1996.

El mercado principal para el gas estaría constituido por las nuevas plantas termoeléctricas que serían construidas en los próximos años, y que se conectarán a la red eléctrica del norte de Chile. Además los más interesados son los pobladores del norte de Chile que quieren suplir el carbón por el problema de contaminación que ocasiona al medio ambiente.

Sobre los volúmenes, el país venderá unos cuatro millones de metros cúbicos de gas natural, cifra que se incrementaría a unos seis millones de metros cúbicos de acuerdo a la demanda del mercado chileno. El precio por la venta de gas natural no fue negociado todavía.

Tomando en cuenta estos convenios preliminares con respecto a la venta de gas natural a la república de Chile, hemos calculado la posible venta de gas desde el año 1997 hasta el 2013. La venta de los volúmenes que se toma en cuenta es de 4 millones de metros cúbicos por día, equivalente a 141.3 millones de pies cúbicos, tomando en cuenta los años bisiestos. Ver cuadro No 31.

EXPORTACION ESTIMADA DE GAS NATURAL

En Millones de Pies Cúbicos

PERIODO	ARGENTINA	BRASIL	PARAGUAY	CHILE	TOTAL
1994	78629.5				78629.5
1995	78629.5				78629.5
1996	78844.9				78844.9
1997	78629.5	103120.6		51560.3	233310.4
1998	78629.5	116010.7	9125.0	51560.3	255325.5
1999	78629.5	128900.8	9125.0	51560.3	268215.6
2000	78844.9	142179.3	9150.0	51701.6	281875.8
2001	78629.5	154681.0	9125.0	51560.3	293995.8
2002	78629.5	167571.0	9125.0	51560.3	306885.8
2003	78629.5	180461.1	9125.0	51560.3	319775.9
2004	78844.9	193880.9	9150.0	51701.6	333577.4
2005	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2006	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2007	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2008	78844.9	206806.3	9150.0	51701.6	346502.8
2009	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2010	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2011	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1
2012	78844.9	206806.3	9150.0	51701.6	346502.8
2013	78629.5	206241.3	9125.0	51560.3	345556.1

FUENTE: Elaboración Propia en Base a Convenios y Proyectos de Venta de Gas Natural

CUADRO No.31

3 Resumen de los Volúmenes Proyectados del Gas Natural

Después de haber realizado las proyecciones, cálculos correspondientes utilizando relaciones y etc. para los rubros de la distribución del gas natural: Exportación, Mercado Interno, Inyección de Pozos, Convertido a Licuables, Consumo Propio y Quemado/venteado, que en este caso tomamos como la demanda de gas natural. Se ha elaborado un cuadro Resumen de la proyección de cada uno de los rubros anteriormente mencionados y donde se puede ver también el total anual de gas natural a ser demandado, desde el año 1994 hasta el 2013. Observar cuadro No. 32 .

4 Proyección y Calculo de los Ingresos del Gas Natural

Para realizar el calculo de los ingresos por exportación de gas natural; para la república Argentina se ha tomado en cuenta el último convenio suscrito con nuestro país sobre volúmenes y precios; donde señala para 1992 el precio de 1.10 \$us./MPC, para 1993 el precio de 1.15 \$us./MPC, para 1994 el precio de 1.20 \$us./MPC y para 1995 el precio de 1.25 \$us./MPC hasta finalizar el contrato de venta de gas natural.

En el cuadro No.33 se puede ver esta relación.

Con la república del Brasil en el contrato preliminar indica que el precio será de 0.90 centavos de dólar por un millón de BTU (Unidad de Calor).

PROYECCION DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL
En Millones de Pies Cúbicos

PERIODO	EXPORT.	MER.INT.	INY.POZ	QUE/VEN	CON.LIC.	CON.PRO.	TOTAL
1994	78629.5	22039.0	61236.1	27403.5	4207.0	7787.2	201302.3
1995	78629.5	23209.0	58595.8	28421.3	4340.0	7856.4	201052.0
1996	78844.9	25412.9	59697.8	31785.7	4473.0	8141.3	208355.6
1997	233310.4	26887.7	58160.8	33495.4	4606.0	8274.2	364734.5
1998	255325.5	28504.0	57135.7	35526.0	4738.9	8436.5	389666.6
1999	268215.6	29648.9	54404.6	36486.9	4871.9	8500.5	402128.4
2000	281875.8	31915.6	55733.8	39993.7	5004.9	8798.5	423322.3
2001	293995.8	33352.7	54060.4	41617.9	5137.9	8923.5	437068.2
2002	306885.8	34969.0	53035.3	43648.5	5270.8	9085.9	452895.3
2003	319775.9	36088.8	50213.5	44552.5	5403.8	9144.6	485179.1
2004	333577.4	38389.9	51667.4	48137.5	5538.8	9449.8	486758.8
2005	345556.1	39817.7	49960.0	49740.3	5689.8	9572.9	500318.8
2006	345556.1	41433.9	48934.9	51770.9	5802.8	9735.2	503233.8
2007	345556.1	42528.8	46022.4	52618.1	5935.7	9788.8	502449.9
2008	346502.8	44864.3	47601.0	56281.3	6068.7	10101.2	511419.3
2009	345556.1	46282.7	45859.6	57882.8	6201.7	10222.2	511985.1
2010	345556.1	47898.9	44834.5	59893.4	8334.7	10384.5	514902.1
2011	345556.1	48968.7	41831.3	60683.6	6467.6	10432.9	513940.2
2012	346502.8	51338.7	43534.6	64425.1	6600.6	10752.5	523154.3
2013	345556.1	52747.7	41759.2	65985.2	6733.6	10871.6	523653.4

Elaborado en base a las proyecciones de cada rubro.

CUADRO NO.32

Nuestro gas natural boliviano aproximadamente tiene un poder calorífico de 1.057 BTU por un pie cúbico, ya que varía según el campo de donde se extrae el gas natural. Tomando en cuenta este promedio, un millar de pies cúbicos equivaldrían a 1.957.000 BTU. Lo que significa que un millar de pie cúbico de gas natural costaría aproximadamente 0.95 centavos de dólar americano. Es el precio que tomamos en cuenta para calcular los ingresos provenientes de la venta de gas natural al Brasil, debemos hacer notar que este precio lo mantenemos constante hasta finalizar el contrato.

En el cuadro No.33 se observa el cálculo de ingresos por venta de gas natural a la república del Brasil.

Con relación a los ingresos por venta de gas al Paraguay y Chile, aún no se ha llegado a un acuerdo con nuestro país sobre los precios que tendrá nuestro gas natural. Pero nosotros suponemos que el precio de venta será similar al precio de venta al Brasil. Es decir de 0.90 centavos de \$us, por un millón de BTU, lo que equivale aproximadamente como ya manifestamos anteriormente a 0.95 centavos de \$us./MPC.

Suponemos que este precio se mantendrá hasta finalizar el contrato de venta de gas natural.

En el cuadro No.33 se puede observar esta relación de los ingresos provenientes por venta de gas natural al Paraguay y Chile.

CALCULO DE INGRESOS POR EXPORTACION DE GAS NATURAL

En Millones de Dolares Americanos

PERIODO	ARGENTINA	BRASIL	PARAGUAY	CHILE	TOTAL
1994	94.4				94.4
1995	98.3				98.3
1996	98.6				98.6
1997	98.3	98.0		49.0	245.2
1998	98.3	110.2	8.7	49.0	266.1
1999	98.3	122.5	8.7	49.0	278.4
2000	98.6	135.1	8.7	49.1	291.4
2001	98.3	146.9	8.7	49.0	302.9
2002	98.3	159.2	8.7	49.0	315.1
2003	98.3	171.4	8.7	49.0	327.4
2004	98.6	184.2	8.7	49.1	340.6
2005	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2006	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2007	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2008	98.6	196.5	8.7	49.1	352.8
2009	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2010	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2011	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9
2012	98.6	196.5	8.7	49.1	352.8
2013	98.3	195.9	8.7	49.0	351.9

FUENTE: Elaboración Propia en Base a Convenios y Proyectos de Venta de Gas Natural

CUADRO No.33

Con respecto a la proyección de los ingresos provenientes del mercado nacional, cabe recalcar que se toma en cuenta los volúmenes y precios proyectados por la relación anteriormente mencionada en el punto 2.2.1 de este mismo capítulo.

En el cuadro No.34 se puede observar la relación de la proyección de los ingresos del mercado interno.

En el cuadro No.35 se observa los ingresos provenientes del mercado externo e interno, la suma total para el período del año 1994 hasta 2013.

**PROYECCION DE INGRESOS
MERCADO INTERNO**

PERIODO	MERCADO INTERNO MMPC	PROYECCION DE PRECIOS \$US./MPC	TOTAL INGRESOS Millones de \$us
1994	22039.0	1.42	31.3
1995	23209.0	1.47	34.1
1996	25412.9	1.53	38.9
1997	26887.7	1.59	42.8
1998	28504.0	1.64	46.7
1999	29648.9	1.70	50.4
2000	31915.6	1.76	56.2
2001	33352.7	1.82	60.7
2002	34969.0	1.87	65.4
2003	36088.8	1.93	69.7
2004	38389.9	1.99	76.4
2005	39817.7	2.04	81.2
2006	41433.9	2.10	87.0
2007	42528.8	2.16	91.9
2008	44864.3	2.21	99.2
2009	46282.7	2.27	105.1
2010	47898.9	2.33	111.6
2011	48968.7	2.38	116.5
2012	51338.7	2.44	125.3
2013	52747.7	2.50	131.9

FUENTE: Elaboración Propia en Base a las Proyecciones obtenidas.
CUADRO No.34

**INGRESOS POR VENTAS FUTURAS DE GAS NATURAL
MERCADO INTERNO Y EXPORTACIONES**

En Millones de Dólares Americanos

PERIODO	MERCADO INTERNO	MERCADO EXTERNO	TOTAL INGRESOS
1994	31.3	94.4	125.7
1995	34.1	98.3	132.4
1996	38.9	98.6	137.4
1997	42.8	245.2	288.0
1998	46.7	266.1	312.9
1999	50.4	278.4	328.8
2000	56.2	291.4	347.6
2001	60.7	302.9	363.6
2002	65.4	315.1	380.5
2003	69.7	327.4	397.0
2004	76.4	340.6	416.9
2005	81.2	351.9	433.1
2006	87.0	351.9	438.9
2007	91.9	351.9	443.7
2008	99.2	352.8	452.0
2009	105.1	351.9	456.9
2010	111.6	351.9	463.5
2011	116.5	351.9	468.4
2012	125.3	352.8	478.1
2013	131.9	351.9	483.7

FUENTE: Elaboración Propia en Base a los resultados anteriores.

CUADRO No.35

*CAP. VI RESERVAS FRENTE A LA DEMANDA PROYECTADA DE GAS NATURAL,
CONFIRMACION DE LA HIPOTESIS*

1 Reservas de Gas Natural y Demanda Proyectada

Para realizar el análisis sobre las reservas de gas natural frente a la demanda proyectada de gas natural, se ha tomado en cuenta a tres tipos de reservas que técnicamente se maneja en Bolivia, Reservas Probadas Remanentes, Reservas Probables y Reservas Posibles.

Se entiende como reserva probada remanente, ha aquellas reservas que han sido probadas con un alto grado de probabilidad, mediante la producción de un yacimiento a escala comercial; o en ciertos casos, mediante pruebas de fondo exitosas, complementadas con datos completos y favorables de análisis de núcleos, o interpretaciones cuantitativas de registros de pozos. A estas reservas se resta la producción acumulada sin tomar en cuenta la reinyección de pozos, ya que vuelve al reservorio.

La reservas probables, son aquellas que no han sido probadas mediante la producción comercial, pero en base a evidencias limitadas de petróleo o gas comercialmente producible dentro los límites de geológicos o de un yacimiento.

Las reservas probables son susceptibles de ser probados mediante perforaciones o pruebas de fondo adicionales.

Las reservas posibles son aquellas que se estiman mediante estudios geológicos, y geofísicos y que pueden existir en trampas estructurales o estratigráficas, pero de acuerdo a información tecnológica mantienen su índice de expectativa.

Son también posibles los hidrocarburos que existen en reservorios a mayor profundidad que los conocidos y cuyas condiciones de trampa están bien definidos por estudios geológicos.

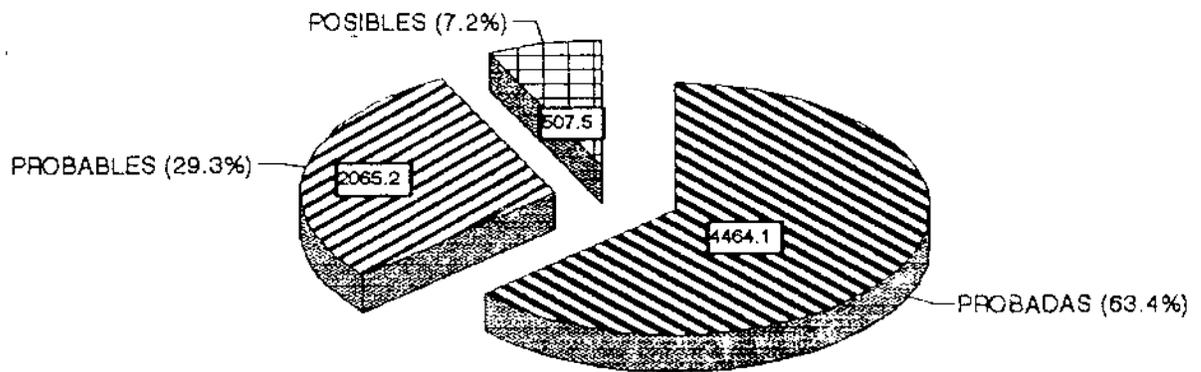
Las reservas descubiertas al 1ro. de enero, 1994, son como sigue:

Reservas Probadas Remanentes	: 4464.1 MMMPC
Reservas Probables	: 2065.2 MMMPC
Reservas Posibles	: 507.5 MMMPC
T O T A L	: 7036.8 MMMPC

El 63.4% corresponde a las reservas probadas remanentes del total de reservas, al 29.3% a las reservas probables del total de reservas y el 7.2% a las reservas posibles del total de reservas.

En la gráfica No.5 ilustramos las reservas de gas natural al 1ro. de enero, 1994.

RESERVAS DE GAS NATURAL AL 1ro.ENE/94 En MMMPC



fuelle: Elaboración propia en base a datos de Ing. Petrolera Sta. Cruz - Feb/94

GRAFICA NO. 5

1.1 Reservas Probadas Remanentes vs. Demanda Proyectada de Gas Natural.

Las reservas probadas remanentes al 1ro. de enero de 1994, es de 4464.1 miles de millones de pies cúbicos frente a la demanda proyectada de gas natural de 140.1 MMMPC para 1994 hasta alcanzar 481.9 MMMPC en el año 2013, con una tasa de incremento anual del 6.7 %. Si acumulamos la demanda proyectada de gas natural desde el año 1994 al 2013, tenemos 7613.3 MMMPC, frente a las reservas probadas remanentes de 4464.1 MMMPC, tendríamos un déficit de (3149.2), lo que nos muestra que no podríamos cubrir la demanda proyectada de gas natural hasta el año 2013.

En el cuadro No. 36 se puede ver la relación de las reservas probadas remanentes frente a la demanda proyectada del gas natural 1994 - 2013.

1.2 Reservas Probadas + Probables vs. Demanda Proyectada de Gas Natural.

Efectuando la relación de la demanda proyectada de gas natural frente a las reservas probadas remanentes, mas las reservas probables de gas natural, obtenemos el siguiente resultado: Las reservas probadas mas las reservas probables al 1ro. de enero/94 es de 6529.3 MMMPC.

RESERVAS DE GAS NATURAL AL 1o. de ENERO - 1994
En MMMPC

I PROBADAS REMANENTES	II PROBABLES	III POSIBLES	I+II+III TOTAL
4464.1	2065.2	507.5	7036.8

Fuente: Direccion Gral. de Ingenieria Petrolera. Sta.Cruz-Febrero/94.

EVOLUCION DE LAS RESERVAS VS. DEMANDA DE GAS NATURAL
CON RELACION A LAS RESERVAS PROBADAS REMANENTES
En MMMPC

PERIODO	RESERVAS I	DEMANDA (*)	SALDO RESERVAS
1994	4464.1	140.1	4324.0
1995	4324.0	142.5	4181.6
1996	4181.6	148.7	4032.9
1997	4032.9	306.6	3726.3
1998	3726.3	332.5	3393.8
1999	3393.8	347.7	3046.1
2000	3046.1	367.6	2678.5
2001	2678.5	383.0	2295.5
2002	2295.5	399.9	1895.6
2003	1895.6	415.0	1480.6
2004	1480.6	435.1	1045.6
2005	1045.6	450.4	595.2
2006	595.2	454.3	140.9
2007	140.9	456.4	-315.5
2008	-315.5	463.8	-779.3
2009	-779.3	466.1	-1245.5
2010	-1245.5	470.1	-1715.5
2011	-1715.5	472.1	-2187.6
2012	-2187.6	479.6	-2667.3
2013	-2667.3	481.9	-3149.2

(*) No se toma en cuenta la inyección de Pozos de gas natural.

Elaborado en base a la proyección de la Demanda de gas natural.

CUADRO NO.36

La demanda proyectada acumulada (1994 - 2013) de gas natural es de 7613.3 MMMPC. Restando la demanda proyectada acumulada de las reservas probadas y probables, obtenemos un déficit de (1084.0) hasta el año 2013.

En el cuadro No. 37 se puede ver la relación de las reservas probadas remanentes mas las reservas probables, frente a la demanda proyectada del gas natural 1994 - 2013.

1.3 Reservas Probadas + Probables + Posibles vs. Demanda Proyectada de Gas Natural

Efectuando la relación de la demanda proyectada de gas natural frente a las reservas probadas remanentes, probables y las reservas posibles de gas natural. obtenemos el siguiente resultado: Las reservas probadas mas las reservas probables y posibles al 1ro. de enero/94 es de 7036.8 MMMPC.

La demanda proyectada acumulada (1994 - 2013) de gas natural es de 7613.3 MMMPC. Restando la demanda proyectada acumulada de las reservas probadas, probables y posibles obtenemos un déficit de (576.5) MMMPC hasta el año 2013. lo que nos muestra que tampoco podríamos cubrir la demanda.

En el cuadro No.38 se puede ver la relación de las reservas probadas remanentes, probables y posibles frente a la demanda proyectada del gas natural 1994 - 2013.

En la gráfica No.6 se puede observar las reservas vs. la producción acumulada.

RESERVAS DE GAS NATURAL AL 1o. de ENERO - 1994
En MMMPC

I PROBADAS REMANENTES	II PROBABLES	III POSIBLES	I+II+III TOTAL
4464.1	2065.2	507.5	7036.8

Fuente: Dirección Gral. de Ingeniería Petrolera. Sta.Cruz-Febrero/94.

EVOLUCION DE LAS RESERVAS VS. DEMANDA DE GAS NATURAL
CON RELACION A LAS RVAS. PROBADAS RTES. + RVAS. PROBABLES
En MMMPC

PERIODO	RESERVAS I+II	DEMANDA (*)	SALDO RESERVAS
1994	6529.3	140.1	6389.2
1995	6389.2	142.5	6246.8
1996	6246.8	148.7	6098.1
1997	6098.1	306.6	5791.5
1998	5791.5	332.5	5459.0
1999	5459.0	347.7	5111.3
2000	5111.3	367.6	4743.7
2001	4743.7	383.0	4360.7
2002	4360.7	399.9	3960.8
2003	3960.8	415.0	3545.8
2004	3545.8	435.1	3110.8
2005	3110.8	450.4	2660.4
2006	2660.4	454.3	2206.1
2007	2206.1	456.4	1749.7
2008	1749.7	463.8	1285.9
2009	1285.9	466.1	819.7
2010	819.7	470.1	349.7
2011	349.7	472.1	-122.4
2012	-122.4	479.6	-602.1
2013	-602.1	481.9	-1084.0

(*) No se toma en cuenta la inyección de Pozos de gas natural.

Elaborado en base a la proyección de la Demanda de gas natural.

CUADRO NO.37

RESERVAS DE GAS NATURAL AL 1o. de ENERO - 1994
En MMMPC

I PROBADAS REMANENTES	II PROBABLES	III POSIBLES	I+II+III TOTAL
4464.1	2065.2	507.5	7036.8

Fuente: Direccion Gral. de Ingenieria Petrolera. Sta.Cruz-Febrero/94.

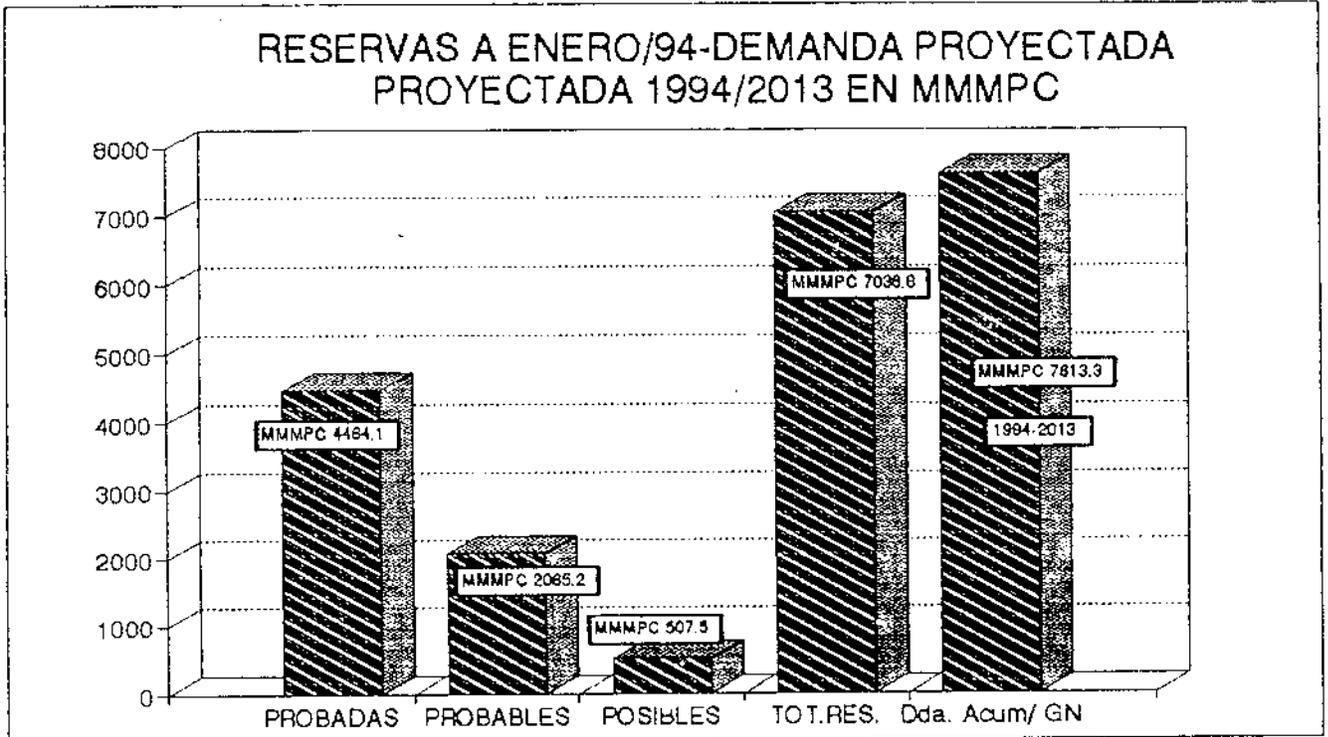
EVOLUCION DE LAS RESERVAS VS. DEMANDA DE GAS NATURAL
CON RELACION A LAS RVAS PROBADAS + PROBABLES + POSIBLES
En MMMPC

PERIODO	RESERVAS I+II+III	DEMANDA (*)	SALDO RESERVAS
1994	7036.8	140.1	6896.7
1995	6896.7	142.5	6754.3
1996	6754.3	148.7	6605.6
1997	6605.6	306.6	6299.0
1998	6299.0	332.5	5966.5
1999	5966.5	347.7	5618.8
2000	5618.8	367.6	5251.2
2001	5251.2	383.0	4868.2
2002	4868.2	399.9	4468.3
2003	4468.3	415.0	4053.3
2004	4053.3	435.1	3618.3
2005	3618.3	450.4	3167.9
2006	3167.9	454.3	2713.6
2007	2713.6	456.4	2257.2
2008	2257.2	463.8	1793.4
2009	1793.4	466.1	1327.2
2010	1327.2	470.1	857.2
2011	857.2	472.1	385.1
2012	385.1	479.6	-94.6
2013	-94.6	481.9	-576.5

(*) No se toma en cuenta la inyección de Pozos de gas natural.

Elaborado en base a la proyección de la Demanda de gas natural.

CUADRO NO.38



FUENTE: Elaboración propia en base a datos de Ing. Petrolera Sta.Cruz - feb/94 y Demanda de gas natural del cuadro No.32.

GRAFICA NO.6

2. Confirmación de la Hipótesis

Hemos efectuado la proyección de la demanda de gas natural para el periodo de 1994 - 2013. En este caso se toma como demanda a la: Exportación, Mercado Interno, Consumo Propio, Convertido a Licuables y al Quemado y venteado de gas natural. También se ha proyectado la reinyección de gas natural, pero para efectos de calculo no se toma en cuenta, ya que el gas natural al reinyectarse vuelve al pozo o reservorio.

En el punto 1.1 analizamos, si la demanda proyectada de gas natural puede ser cubierta por las reservas probadas remanentes al 1ro. de enero de 1994. Haciendo los respectivos cálculos se ve que en el año 2007 ya tendríamos un déficit para poder cubrir la demanda de gas natural.

De la misma manera en el punto 1.2 analizamos si la demanda proyectada de gas natural puede ser cubierta por las reservas probadas remanentes mas las reservas probables al 1ro. de enero de 1994, haciendo el respectivo calculo tendríamos un déficit el año 2011, para cubrir la demanda de gas natural.

En el punto 1.3 tomando en cuenta las reservas: Probadas remanentes, Probables y Posibles al 1ro. de enero de 1994, frente a la demanda proyectada de gas natural se observa que el año 2012 tendríamos un déficit para cubrir la demanda de gas natural. En la gráfica No.6 observamos esta demostración.

Tomando en cuenta todo el análisis mencionado, podemos decir que a un corto y mediano plazo se puede cubrir la demanda de gas natural que puede ser de cinco a diez años a partir de 1994.

Pero no podemos cubrir la demanda de gas natural a un largo plazo o sea de diez años para adelante a partir del año 2004. Se debe tomar en cuenta que todos los proyectos de venta de gas natural al mercado externo (Brasil, Paraguay y Chile) recién entrarían en vigencia en el mejor de los casos a partir de 1997 y tomando en cuenta que estos proyectos tendrán una duración aproximada de unos veinte años, no estaríamos en condiciones de cumplir el compromiso de suministrarlos gas natural por mucho tiempo.

Por consiguiente no tenemos la certeza de una abundancia gasífera para satisfacer las expectativas de la demanda de gas natural a un largo plazo. Pero debemos resaltar que las reservas no se mantienen estáticas, ya que están en directa relación con las inversiones petroleras.

Para desarrollar las reservas gasíferas necesitamos hacer grandes inversiones en exploración petrolera, por esta actividad se ubica las estructuras petroleras mediante las etapas de prospección y perforación exploratoria etc.

Con relación a exportar o abrir nuevos mercados externos, lo que puede suceder es que no todos los países interesados en comprar nuestro gas natural, hagan efectiva sus intenciones de compra, ya que no arriesgarían su capital en inversiones dudosas, sabiendo que sólo podemos abastecer de gas natural a un corto y mediano plazo, y no así a un largo plazo, ya que en este tipo de proyectos para recuperar su inversión se necesitarían de varios años o sea en un largo plazo.

Otra cosa que puede ocurrir, es que si se concreta la venta de gas natural a la república del Brasil. Los demás países pueden desestimar su interés por comprar gas natural boliviano, ya que correrían el riesgo de que nuestro país no les pueda cumplir con los volúmenes posibles establecidos de gas natural.

Con respecto a la demanda de gas natural en el mercado nacional, tomamos el siguiente supuesto para proyectar el consumo futuro del mercado interno: La demanda de gas natural en nuestro país esta en función o relación de: un incremento en la producción de gas, un incremento en los precios de los hidrocarburos líquidos, que el precio del gas natural sea barato y la tendencia en el tiempo o crecimiento vegetativo.

En el capítulo V, y en el anexo 2 se puede ver la demostración matemática de este planteamiento.

Otra cosa importante que debemos señalar es que en el mercado nacional el precio del gas natural es diferenciado como ya analizamos en el capítulo IV. Sobre la determinación de los precios estaríamos inmersos dentro de un enfoque marginalista tradicional y estricto, donde ignora completamente la situación real de los usuarios en relación a la distribución de sus ingresos.

Esta situación hace que los sectores de menores recursos deben pagar tarifas muy elevadas e inversamente proporcionales a su nivel de ingresos, lo cual hace muy difícil la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios y la imposibilidad de acceder o mantener el suministro de gas natural.

Es necesario por tanto, determinar una estructura racional de precios que contemple un conjunto de objetivos sociales, económicos, financieros y sobre todo deberá estar orientado a preservar el medio ambiente.

CAP. VII CONCLUSIONES GENERALES Y RECOMENDACIONES

1 Conclusiones Generales

Al haberse realizado esta investigación sobre el gas natural en nuestro país, hemos llegado a las siguientes conclusiones generales que han sido analizadas en el trabajo:

1.1 Bolivia en el Contexto Latinoamericano

En nuestro país las reservas potenciales de gas natural descubiertas con respecto a las reservas de petróleo es de tres a uno. Pero esto no quiere decir que tengamos abundancia gasífera, si analizamos nuestra situación en el contexto Latinoamericano con relación a las reservas probadas de gas natural de otros países, ocupamos el sexto lugar, en primer lugar esta Venezuela posteriormente; México, Argentina, Trinidad y Tobago, Perú y Bolivia seguida muy de cerca por Brasil, Chile y Colombia.

1.2 Las Reservas Gasíferas a un Largo Plazo no Satisfacen las Expectativas de la Demanda Proyectada

Con las reservas probadas, probables y posibles de gas natural con que cuenta el país ha enero de 1994, hemos llegado a la conclusión que no podemos satisfacer a un largo plazo las expectativas de la demanda proyectada de gas natural, tal como se ha demostrado en el capítulo VI.

Pero debemos tomar en cuenta que las reservas no se mantienen estáticas, ya que están sujetas a incrementarse si se realizan las inversiones en exploración petrolera, por esta actividad se ubica las estructuras petroleras mediante las etapas de prospección y perforación exploratoria.

1.3 Necesidad de Inversiones Petroleras

A un corto plazo podemos satisfacer la demanda proyectada de gas natural con las reservas probadas, probables y posibles como se puede ver en el capítulo VI, pero debemos señalar que se necesita realizar inversiones petroleras para que las reservas probables pasen a ser probadas, y de la misma manera las reservas posibles pasen a ser reservas probables y posteriormente reservas probadas.

1.4 Venta de Gas Natural a la Argentina

La Argentina que es el país que no compra gas natural actualmente, tiene en reservas gasíferas cinco veces mas que las reservas de gas natural que posee nuestro país. La Argentina no a querido explotar sus reservas gasíferas debido a que le hubiese resultado muy costosa la inversión de desarrollar sus reservas y producir gas natural, es por eso que a preferido comprar gas a Bolivia.

El país terminó subvencionando el uso de gas natural a la Argentina, después del contrato denominado "Borrón y Cuenta Nueva". La subvención va en beneficio del estado argentino porque, el usuario de ese país paga lo que tiene que pagar entre 1.96 y 4.50 dólares por millar de pies cúbicos.

El gobierno boliviano no mantuvo la fórmula, que permitía tener un precio adecuado para la venta de gas. La fórmula que se estableció con la Argentina, en 1987, tomaba en cuenta los precios de los diferentes fuel oil y se multiplicaba por el factor K de 90% establecido en ese año. Pero en 1989 se rebajó el factor K a un 80%, era factible hacer eso pero no se mantuvo la fórmula para tener un precio alto del gas natural.

La Argentina tenía un déficit de gas que fue cubierto con gas boliviano de lo contrario obligaba a ese país a importar fuel oil, por eso la fórmula tomaba en cuenta la sustitución del energético que importaba, por el gas boliviano.

En mayo de 1992, cuando se tiene una gran inflexión porque el precio del gas hasta esa fecha era de 2.75 dólares fruto de la fórmula de relacionar el precio del fuel oil con el gas. Surgen nuevas negociaciones donde se deja de lado la fórmula y se establece el precio de un 1.10 dólar por millar de pies cúbicos para el primer año del nuevo contrato suscrito, hasta alcanzar en el cuarto año 1.25 dólares por MPC, hasta finalizar el contrato.

En conclusión nuestro país tenía dos opciones para negociar el precio del gas: realizar una negociación esencialmente técnica o, en su defecto realizar una negociación política. Se optó por la segunda alternativa, que va en desmedro de la economía boliviana.

1.5 Proyecto de venta de Gas Natural al Brasil.

El proyecto de venta de gas al Brasil data desde la década del 60. La primera posibilidad real de materializar este objetivo se dio en 1974, donde se suscribe el primer acuerdo. Sin embargo, este proyecto nunca pudo concretarse, debido a muchos factores, fundamentalmente por no haberse logrado financiamiento de parte de los organismos financieros. Desde 1989 la situación interna del Brasil empezó a experimentar algunos cambios. En primer lugar resulta evidente que PETROBRAS no tiene la capacidad en el corto y mediano plazo de aumentar sus reservas gasíferas e incrementar la producción. En segundo lugar, en el estado de San Pablo (Brasil), cuyo PIB es mayor que el de la Argentina, el tema de la contaminación ambiental no sólo es una molestia para su población, sino que eventualmente, puede poner en riesgo su crecimiento económico, en razón de que muchas empresas prefieran, por razones de orden ambiental, instalarse en otras regiones del país.

Esto juntamente con la necesidad de San Pablo de asegurar su provisión energética futura, indujo a las autoridades políticas del Estado de San Pablo a buscar la posibilidad de cambiar su matriz energética, sustituyendo el fuel oil con gas.

El proyecto supone la construcción de un gasoducto de 2.223 kilómetros y un diámetro de tubería de 28 a 30 pulgadas, el volumen de venta es de 8 millones de metros cúbicos por día, que se incrementará hasta alcanzar los 16 millones de metros cúbicos por día.

En conclusión debemos manifestar que según estudios técnico-económicos en función al programa de ventas, nos muestran de manera inequívoca empezar con una tubería de diámetro de 28 a 30 pulgadas. Y de manera evidente, recientemente el presidente viajó al Brasil para aumentar la tubería a 30 pulgadas de diámetro y negociar mayor participación boliviana en la construcción del gasoducto en el sector brasileño.

Con relación a los precios, debemos manifestar que el precio en boca de pozo será de 0.90 ctvos. de dólar americano para un millón de BTU (aproximadamente 0.94 ctvos. el millar de pies cúbicos), colocado en el lado brasileño en el lugar de consumo, tendrá un precio superior a lo cuatro dólares por millar de pies cúbicos. Concretamente en el estado de Paraná (Brasil) costará 4.44 dólares el MPC y en Santa Catarina y San Pablo alcanzaría los 4.51 dólares el MPC.

Los costos de producción por millar de pies cúbicos en nuestro país difieren, según el campo de donde se extrae el hidrocarburo. Por lo tanto es obvio que "nadie estaría loco en vender algo a pérdida". Por lo tanto los precios de venta del gas natural deberán estar por encima de los costos de producción y por consiguiente se debería hacer una nueva revisión sobre los precios de venta de gas natural al Brasil.

1.6 Venta de Gas Natural al Paraguay y Chile

El país no cuenta con estrategias para exportar gas natural a los países vecinos, ya que se suscribió cartas de intenciones de vender gas boliviano al Paraguay y Chile: debemos señalar que en la negociación no se toma en cuenta el precio de venta del gas natural, dejándolo para una posterior negociación.

Las conversaciones preliminares con los países mencionados sólo se refieren a posibles volúmenes de venta de gas natural y sobre la construcción y distancia del gasoducto, pero no se determinó aún los precios del gas.

1.7 Demanda de Gas Natural en el Mercado Nacional.

La demanda de gas natural en el mercado nacional está en directa relación de varias variables que inciden directamente en su comportamiento: a).- Un incremento en la producción y las reservas de gas natural dan la confianza de una abundancia gasífera, por lo tanto se incrementará la demanda de gas en el mercado nacional.

b).- Otra variable importante es el precio. si el precio se mantiene menor en relación a otras energías incluyendo los hidrocarburos líquidos, se demandará mas gas natural en el mercado nacional. c).- Si el precio de los hidrocarburos líquidos están en ascenso o se incrementan periódicamente, se demandara mas gas natural en el mercado nacional. En el capítulo V. y en los anexos, se puede ver la demostración matemática de este supuesto.

Como la utilización del gas natural, recién esta cobrando importancia en el mercado nacional debemos señalar lo siguiente: En el mercado nacional el precio del gas natural es diferenciado como ya analizamos en el capítulo IV, estariemos inmersos dentro de un enfoque marginalista tradicional y estricto, donde ignora completamente la situación real de los usuarios en relación a la distribución de sus ingresos.

Esta situación hace que los sectores de menores recursos deben pagar tarifas muy elevadas e inversamente proporcionales a su nivel de ingresos, lo cual hace muy difícil la satisfacción de las necesidades básicas de los usuarios y la imposibilidad de acceder o mantener el suministro de gas natural.

2 Recomendaciones

En este punto se recomienda lineamientos y alternativas para un mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, por ende del gas natural que es el tema de estudio que hemos realizado, para dar a conocer de alguna manera la situación del mencionado energético, ya que en el crecimiento económico nacional se debe utilizar con preferencia energía supuestamente abundante, barata y disponible, haciendo compatible con las estrategias de desarrollo, en beneficio de nuestro país.

2.1 Los Recursos Energéticos y el Estado

El estado se debe reservarse el derecho de la administración de todos sus recursos energéticos primarios en todo el territorio nacional. Asimismo el estado debe garantizar la explotación y aprovechamiento de los recursos energéticos principalmente bajo el criterio básico de conservación.

2.2 Desarrollo Energético Hidrocarburífero, Soberanía

Los programas de desarrollo energético hidrocarburífero deben estar orientados a la incorporación del mayor valor agregado posible y su evaluación no debe regirse exclusivamente por criterios de rentabilidad económica, tampoco no deben involucrar compromisos que pudieran afectar en forma alguna la soberanía del país sobre esas fuentes.

2.3 Satisfacer Demanda de Gas Natural a un Largo Plazo

Se ha comprobado que con las reservas potenciales a enero de 1994 con que cuenta el país, se puede hacer frente a la proyección de la demanda de gas natural a un corto y mediano plazo tanto al mercado interno como externo. Pero sin embargo para satisfacer los requerimientos a un largo plazo se deberá hacer grandes esfuerzos e invertir grandes recursos para consolidar y descubrir nuevas reservas gasíferas.

2.4 Garantizar Volúmenes de Gas Natural

Con prioridad se deberá garantizar un adecuado volumen de gas natural para satisfacer las necesidades crecientes del mercado nacional a un corto, mediano y largo plazo. De la misma manera si incrementamos las exportaciones se debe garantizar los volúmenes destinados, a fin de obtener los recursos financieros necesarios para el desarrollo económico y social del país.

2.5 Exportación de Gas Natural y Precios

Si incrementamos las exportaciones de gas natural a otros mercados externos se deberá tomar en cuenta en las negociaciones preliminares con los países interesados cuatro puntos muy importantes:

- a).- Volúmenes. diámetro del tendido del gasoducto
- b).- Precios
- c).- Distancia y trazado del gasoducto
- f).- Financiamiento.

Los precios se deberán fijar con el país que quiera comprar nuestro gas natural. tomando en cuenta los costos de producción, ver a que combustible va ha sustituir y tomar como referencia el precio de venta de gas natural de otros países que venden este energético.

2.6 Determinación de Precios en el Mercado Nacional

En el mercado nacional o mercado interno se debe establecer bases para determinar los precios del gas natural con destino al consumidor se debe fundamentar en la calidad, escasez de otros hidrocarburos líquidos, disponibilidad, sustitución factible de otros hidrocarburos, costos relativos, energía que no contamina el medio ambiente y otras ventajas comparativas.

2.7 El Gas Natural en los Sectores Empobrecidos

En las ciudades en los sectores mas empobrecidos, el gas natural con un precio mas barato que el kerosen puede y debe sustituir a este hidrocarburo liquido que contamina el medio ambiente. En el campo, el gas natural con precios bajos puede sustituir el consumo de leña, yareta etc. de esta manera se evita la deforestación, erosión y quema, así disminuye de esta manera los consiguientes efectos ecológicos que van en desmedro del medio ambiente.

Todos estos criterios deben ser aplicados a nivel nacional y llegar a todas las regiones del país.

2.8 Cooperación y Tecnología •

Se debe participar activamente en los organismos regionales y extra-regionales de cooperación energética hidrocarburífera y estimulando aquellas iniciativas que permitan la acción mancomunada de los países del tercer mundo para el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos hidrocarburíferos. La transferencia de tecnología requerida por el sector energético deberá garantizar en la medida de lo posible, autonomía y desarrollo de la capacidad nacional de asimilación y adaptación, así como una tecnología propia que fortalezca nuestro poder de decisión.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- ARPEL "Informes Estadísticos Anuales" y Boletines.
Montevideo - Uruguay

- 2.- CORPOVEN "La Industria del gas en Venezuela."
Venezuela - 1985

- 3.- Comité del Consejo Mundial de Energía "Veinte Años de Exportación de Gas". Boletín No.3
La Paz - Bolivia. Abril/94

- 4.- EPOCA "De que vivirá Bolivia en los próximos años".
Boletín No.38
La Paz - Bolivia

- 5.- ECO, HUMBERTO "Como se Hace una Tesis"
6ta. Edición, Gedisa 1956
Barcelona - España

- 6.- GACETA OFICIAL DE BOLIVIA "Ley del Medio Ambiente" No.
1333, Abril/92
La Paz - Bolivia

- 7.- *ILDIS* "Las Perspectivas del Gas"
Ediciones Edobol, Mayo 1989
La Paz - Bolivia
- 8.- *Lustig Nora* "Neoestructuralismo y Neo -
liberalismo" Pontificia
Universidad Católica del
Ecuador. Quito-Ecuador 1987
- 9.- *Muller y Asociados* "Política Sectorial de Hi-
drocarburos" Informe confi-
dencial, No.70 abril 1992
La Paz - Bolivia
- 10.- *Murray R. y Spiegel* "Estadística", Serie SHAUM
1970, México D.F.
- 11.- *Ministerio de Energía
e Hidrocarburos* "Ley de Hidrocarburos"
Enero 1992.
La Paz - Bolivia
- 12.- *Paschoal Rossetti, José* "Introducción a la Econo-
mia", 1985
Sao Paulo - Brasil
- 13.- *Prebisch, Raúl* "El Desarrollo Económico
de la América Latina y
Alguno de sus Principales
Problemas". Naciones Uni-
das. 1962 Chile

- 14.- Ramos S., Pablo
"El Neoliberalismo en Acción
Ediciones UMSA, 1985
La Paz - Bolivia
- 15.- Roel, Virgilio
"Modelos Económicos"
Ediciones ALBA, Mayo/86
Lima - Perú
- 16.- Rodriguez, Octavio
"La Teoría del Subdesarrollo". CEPAL
Ediciones Siglo XXI 1988
México
- 17.- Rodriguez, Francisco y
Barrios, Irina
Fuentes, Maria
"Introducción a la Metodología de las Inve-
sticiones"
Ediciones Política, 1984
La Habana - Cuba
- 18.- Salvatore, Dominick
"Econometría"
Serie SHAUM, 1985
México D.F.
- 19.- Villarreal, René
"La Contrarrevolución
Monetarista, Teoría y
Política Económica e
Ideología del Neolibe-
ralismo", Ediciones
Oceano 1981. México

20.- Y.P.F.B.

*Informes Estadísticos
Decenales, Anuales y
Mensuales. División de
Estadística.*

21.- Y.P.F.B.

*Informes Anuales
Gerencia Comercial*

22.- *Periódicos*

*Diario. Prescenci^a y
Hoy de Diferentes
Fechas*

A N E X O S

**PROYECCION DE LA PRODUCCION DE GAS NATURAL
EN MILLONES DE PIES CUBICOS
(1994 - 2013)**

AÑOS	PRODUC.	AÑOS	PRODUC.
1970	30660	1982	187975
1971	81030	1983	178120
1972	120780	1984	173484
1973	151110	1985	163685
1974	144175	1986	160965
1975	140525	1987	161330
1976	157014	1988	169824
1977	152205	1989	166680
1978	157315	1990	186150
1979	159670	1991	191990
1980	169092	1992	195076
1981	175200	1993	197465

Utilizando el ANALISIS DE SERIES DE TIEMPO, del conjunto de observaciones de la Produccion de Gas Natural desde 1970 - 1993.

**OBTENEMOS EL INDICE ESTACIONAL
METODO DEL PORCENTAJE DEL MOVIMIENTO MEDIO**

ANOS	VOLUMEN	MOV.TOT	MOV.TOT.	MOV.MED	DR/MC
		3 ANOS	2 ANOS	CENTRA.	
1970	30660				
1971	81030	232470			
1972	120780	352920	585390	97566.0	1.24
1973	151110	416065	768965	128164.2	1.18
1974	144175	435810	851875	141979.2	1.02
1975	140525	441714	877524	146254.0	0.96
1976	157014	449744	891458	146576.3	1.06
1977	152205	466534	916278	152713.0	1.00
1978	157315	469390	935924	155987.3	1.01
1979	159670	466277	955667	159277.8	1.00
1980	169092	504162	990439	165073.2	1.02
1981	175200	532267	1036429	172738.2	1.01
1982	167975	541295	1073562	176927.0	1.05
1983	178120	539579	1080874	180145.7	0.99
1984	173484	515489	1055068	175844.7	0.99
1985	163685	498334	1013823	168970.5	0.97
1986	160965	466160	984514	164085.7	0.96
1987	161330	492119	978299	163049.8	0.99
1988	169824	518034	1010153	168358.8	1.01
1989	166680	542654	1060688	176814.7	1.06
1990	186150	565020	1107874	184645.7	1.01
1991	191990	573218	1138238	189706.3	1.01
1992	195076	584533			
1993	197465				

PREDICCIÓN

Con los datos desestacionalizados se predice la producción de gas natural. Se ha dividido en dos partes iguales el movimiento medio centrado de 10 años. Posteriormente se saca la media de cada columna y, luego restamos la media (1) de la media (2), el resultado nos muestra que ha habido un incremento de 28222.1 en 10 años, luego dividimos entre diez y obtenemos el incremento anual de 2822.2

PREDICCIÓN

AÑOS	DATOS	AÑOS	DATOS
	OBTENIDOS		OBTENIDOS
1972	97565.0	1982	178927.0
1973	128164.2	1983	180145.7
1974	141979.2	1984	175844.7
1975	146254.0	1985	168970.5
1976	148576.3	1986	164085.7
1977	152713.0	1987	163049.8
1978	155987.3	1988	168358.8
1979	159277.8	1989	176814.7
1980	165073.2	1990	184645.7
1981	172738.2	1991	189706.3
MEDIA	146832.8	MEDIA	175054.9

INCREMENTO EN 10 AÑOS	28222.1
INCREMENTO POR AÑO	2822.2

PERIODO	1990	1991	1992	1993
VALORES DE TENDENCIA	184646	189706	192529	195351
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA *	186492.1	188652.37	195609	197304.2

* Comparando con los datos reales de Producción, los datos obtenidos tienen bastante relación para los años de 190-1991-1992-1993.

**ORDEN PERIODOS DE CUATRO AÑOS
TOMANDO EN CUENTA LOS AÑOS BISIESTOS**

1970	1971	1972	1973
1974	1975	1976	1977
1978	1979	1980	1981
1982	1983	1984	1985
1986	1987	1988	1989
1990	1991	1992	1993

PRODUCCION REAL DE GAS NATURAL ORDENADA

30660	81030	120780	151110
144175	140525	157014	152205
157315	159870	169092	175200
187975	178120	173484	163885
160965	161330	169824	186880
186150	191990	195078	197465

Obtenemos el Índice Estacional:

INDICE ESTACIONAL

		1.24	1.18
1.02	0.96	1.06	1.00
1.01	1.00	1.02	1.01
1.05	0.99	0.99	0.97
0.98	0.99	1.01	1.06
1.01	1.01		

Expresamos el índice estacional en Porcentajes:

EXPRESADO EN PORCENTAJES

		123.8	117.9	
101.5	96.1	105.7	99.7	
100.9	100.4	102.4	101.4	
105.1	98.9	98.7	97.0	
98.1	98.9	100.9	105.7	
100.8	101.2			
MEDIANA	100.9	98.9	102.4	101.4

Se desestacionaliza los datos multiplicando los datos reales por el índice estacional

DESESTACIONALIZANDO DATOS

		97565.0	128164.2
141979.2	146254.0	148576.3	152713.0
155987.3	159277.8	165073.2	172738.2
178927.0	180145.7	175844.7	168970.5
164085.7	163049.8	168358.8	176814.7
184645.7	189706.3		

PROYECCIONES 1994-2013

PERIODO	1994	1995	1996	1997
VALORES DE TENDENCIA	198172.9	200995.13	203817.3	206639.5
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA	200154.6	199789.16	206874.6	208705.9
PERIODO	1998	1999	2000	2001
VALORES DE TENDENCIA	209461.7	212283.95	215106.2	217928.4
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA	211556.4	211010.25	218547.9	220107.7
PERIODO	2002	2003	2004	2005
VALORES DE TENDENCIA	220750.6	223572.78	226395	229217.2
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA	222958.1	222231.34	230017.3	231509.4
PERIODO	2006	2007	2008	2009
VALORES DE TENDENCIA	232039.4	234861.61	237683.8	240506
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA	234359.8	233452.44	241486.8	242911.1
PERIODO	2010	2011	2012	2013
VALORES DE TENDENCIA	243328.2	246150.43	248972.6	251794.8
INDICE ESTACIONAL	1.01	0.99	1.02	1.01
PRODUCCION PREDICHA	245761.5	244673.53	252958.2	254312.8

PROYECCION MERCADO INTERNO DE GAS NATURAL

Suponemos que la demanda de Gas Natural destinado al mercado nacional esta en función Producción de Gas Natural, Precios de Barril compuesto de Hidrocarburos Líquidos y, Demanda de Hidrocarburos Líquidos.

La variable Dependiente Y, Mercado Interno.

La variable Independiente X, Producción de Gas Natural.

La variable Independiente Z, Precio Barril de Petroleo Compuesto Bbl./\$us.

La variable independiente W, Precio Promedio MPC/\$us.

La variable independiente U. Tiempo.

$$Y = f(X,Z,W,U)$$

$$Y = a + bX + cZ + dW + eU$$

PERIODO	Y	X	Z	W	U
	Mdo.Interno MMPC	Prod.GN MMPC	Prec.Bbl/\$us. Compuesto	Precio GN MPC/\$us.	Tiempo
1980	994.0	166618	21.8	1.10	0
1981	5873.4	175478	35.5	1.39	1
1982	5923.8	187877	23.6	1.01	2
1983	5590.3	178059	17.4	0.94	3
1984	5845.9	173206	20.6	1.34	4
1985	6932.0	164118	34.7	1.61	5
1986	8244.4	160811	36.8	1.33	6
1987	9576.9	161216	34.4	1.23	7
1988	9995.1	169907	39.6	1.29	8
1989	12789.1	186775	39.9	1.04	9
1990	16503.1	186297	41.6	1.07	10
1991	17548.5	191838	50.8	1.04	11
1992	20051.9	195006	52.9	1.38	12
1993	21320.7	197527	47.4	1.49	13

Efectuando la Correlacion:

Regression Output:

Constant					-25583.65
Std Err of Y Est					966.78789
R Squared					0.9830635
No. of Observations					14
Degrees of Freedom					9
X Coefficient(s)	0.138757	93.22246	1455.638	960.8441	
Std Err of Coef.	0.0282586	50.031851	1560.162	132.602	
Coefficiente de Correlación:		0.9914956			
Y = a + bX + cZ + dW + eU					
Y = -25563.7 + 0.139(X) + 93.22(Z) + 1455.638(W) + 960.84(U)					

Al efectuar la respectiva Correlación se observa que los resultados obtenidos dan una perfecta correlación de los datos.

Proyectamos los valores para el Mercado interno en función a los valores predecidos de:

(X)=Producción de Gas Natural, (Z)=Precio de Barril de Petróleo Compuesto y (W)=Precio Gas Natural, (U)=Tiempo.

PRODUCCION DE GAS NATURAL PROYECTADA			
En MMPC			
PERIODO	PROD.GN	PERIODO	PROD.GN
1994	200156	2004	230017.3
1995	199789	2005	231509.4
1996	206875	2006	234359.8
1997	208706	2007	233452.4
1998	211556	2008	241486.8
1999	211010	2009	242911.1
2000	218548	2010	245761.5
2001	220108	2011	244673.5
2002	222958	2012	252956.2
2003	222231	2013	254312.8

PRECIOS DE BARRIL COMPUSTO			
En \$US./Bbl.			
PERIODO	\$us/Bbl	PERIODO	\$us/Bbl
1994	46.5	2004	65.5
1995	48.4	2005	67.4
1996	50.3	2006	69.3
1997	52.2	2007	71.2
1998	54.1	2008	73.1
1999	56.0	2009	75.0
2000	57.9	2010	76.9
2001	59.8	2011	78.8
2002	61.7	2012	80.7
2003	63.6	2013	82.6

PRECIO DE GAS NATURAL			
MPC/\$US.			
PERIODO	MPC/\$US.	PERIODO	MPC/\$US.
1994	1.42	2004	1.99
1995	1.47	2005	2.04
1996	1.53	2006	2.10
1997	1.59	2007	2.16
1998	1.64	2008	2.21
1999	1.70	2009	2.27
2000	1.76	2010	2.33
2001	1.82	2011	2.38
2002	1.87	2012	2.44
2003	1.93	2013	2.50

TIEMPO			
AÑO BASE 1980=0			
PERIODO		PERIODO	
1994	14	2004	24
1995	15	2005	25
1996	16	2006	26
1997	17	2007	27
1998	18	2008	28
1999	19	2009	29
2000	20	2010	30
2001	21	2011	31
2002	22	2012	32
2003	23	2013	33

Obtenemos la Proyección del Mercado interno:

DEMANDA DEL MERCADO INTERNO			
En MMPC			
$Y = -25583.7 + 0.139(X) + 83.22(Z) + 1455.638(W) + 980.84(U)$			
PERIODO	MMPC	PERIODO	MMPC
1994	22039.0	2004	36389.9
1995	23209.0	2005	39817.7
1996	25412.9	2006	41433.9
1997	26887.7	2007	42528.8
1998	28504.0	2008	44864.3
1999	29548.9	2009	46282.7
2000	31915.6	2010	47696.9
2001	33352.7	2011	48968.7
2002	34969.0	2012	51338.7
2003	36088.8	2013	52747.7

PROYECCION DE INYECCION DE POZOS DE GAS NATURAL

Suponemos que la inyección de Pozos de gas natural esta en función de la Producción de gas natural y el Tiempo.

La variable Dependiente Y, Inyección de Pozos.

La variable Independiente X, Producción de Gas Natural.

La variable Independiente Z, Tiempo

$$Y = f(X,Z)$$

$$Y = a+bX+cZ$$

PERIODD	Y INY.POZOS	X PROD.TOT.	Z Tiempo	Regression Output:	
1980	78320	168818	0	Constant	-4900.382
1981	77712	175478	1	Std Err of Y Est	3388.2028
1982	86690	187877	2	R Squared	0.8820767
1983	79125	178059	3	No. of Observations	14
1984	72768	173206	4	Degrees of Freedom	11
1985	62908	164116	5		
1986	60209	160811	6	X Coefficient(s)	0.50227 -2456.781
1987	61134	161216	7	Std Err of Coef.	0.09035 271.39582
1988	61425	169907	8	Coefficiente de Correlación:	0.9391894
1989	67513	186775	9		
1990	65680	186297	10	ECUACION	
1991	66676	191638	11	Y = a+bX+cZ	
1992	65788	195006	12		
1993	54113	197527	13		

Al efectuar la respectiva Correlación se observa que los resultados obtenidos dan una perfecta correlación de los datos.

Proyectamos los valores para la Inyección de Pozos en función a los valores que adquiera la tendencia.

(X)=Produccion Tot.de Gas Natural y (Z)=Tiempo.

PRODUCCION DE GAS NATURAL PROYECTADA			
En MMPC			
PERIODD	PRDD.GN	PERIODO	PROD.GN
1994	200154.6	2004	230017.3
1995	199789.2	2005	231509.4
1996	206874.6	2006	234369.8
1997	208705.9	2007	233452.4
1998	211556.4	2008	241488.8
1999	211010.3	2009	242911.1
2000	218547.9	2010	245761.6
2001	220107.7	2011	244873.5
2002	222958.1	2012	252956.2
2003	222231.3	2013	254312.8

TIEMPO			
Tomando año base 1980 = 0			
PERIODD	PERIODO		
1994	14	2004	24
1995	15	2005	25
1996	16	2006	26
1997	17	2007	27
1998	18	2008	28
1999	19	2009	29
2000	20	2010	30
2001	21	2011	31
2002	22	2012	32
2003	23	2013	33

Obtenemos La Proyección de Inyección de Pozos:

INYECCION DE POZOS PROYECTADO			
En MMPC			
$Y = -4900.38 + 0502269(X) - 2455.7(Z)$			
PERIODO	Iny.Pozos	PERIODO	Iny.Pozos
1994	61236.1	2004	51667.4
1995	58595.8	2005	49960.0
1996	59697.8	2006	48934.9
1997	58160.8	2007	46022.4
1998	57135.7	2008	47601.0
1999	54404.6	2009	45859.6
2000	55733.8	2010	44834.5
2001	54060.4	2011	41831.3
2002	53035.3	2012	43534.6
2003	50213.5	2013	41759.2

PROYECCION DEL GAS NATURAL CONVERTIDO A LICUABLES

Suponemos que el Gas Natural destinado a Convertido a Licuables esta en función de la Demanda de Gas Licuado y Gasolinas.

La variable Dependiente Y, Convertido a Licuables

La variable Independiente X, Demanda de Gas Licuado

La variable Independiente Z, Demanda de Gasolinas

$$Y = f(X,Z)$$

$$Y = a + bX + cZ$$

	Y	X	Z
PERIODO	CONV.LIC.	Dda.GLP	Dda.Ginas.
1980	1956	1106.6	2902.9
1981	2499	1435.0	2899.6
1982	2977	1718.2	2919.4
1983	3027	1751.2	2849.5
1984	2629	1743.1	2728.5
1985	2838	1787.6	2784.2
1986	2666	1963.6	2908.2
1987	2842	2104.0	3243.0
1988	2496	1992.9	3233.4
1989	4260	1985.1	3340.2
1990	4906	2036.0	3329.3
1991	3932	2089.6	3159.4
1992	3615	2204.8	3072.9
1993	4184	2326.6	3076.9

Regression Output:

Constant		-3456.818
Std Err of Y Est		615.86378
R Squared		0.5468106
No. of Observations		14
Degrees of Freedom		11
X Coefficient(s)	1.31891	1.3902068
Std Err of Coef.	0.64194	1.0060731
Coefficiente de Correlación:		0.7394664

ECUACION

$$Y = a + bX + cZ$$

$$Y = -3456.8175 + 1.318907(X) + 1.39020677(Z)$$

Al efectuar la respectiva Correlación se observa que los resultados obtenidos dan una perfecta correlación de los datos.

Proyectamos los valores para el Gas Convertido a Licuables en función a los valores predecidos de: (X)=Demanda de Gas Licuado y (Z)=Demanda de Gasolinas.

DEMANDA DE GAS LICUADO			
En Miles de Barriles			
PERIODO	Dda.GLP	PERIODO	Dda,GLP
1994	2364.2	2004	3038.2
1995	2431.6	2005	3105.6
1996	2499.0	2006	3173.0
1997	2568.4	2007	3240.4
1998	2633.8	2008	3307.8
1999	2701.2	2009	3375.2
2000	2766.6	2010	3442.6
2001	2836.0	2011	3510.0
2002	2903.4	2012	3577.4
2003	2970.8	2013	3644.8

DEMANDA DE GASOLINAS			
En Miles de Barriles			
PERIODO	Dda.Ginas.	PERIODO	Dda.Ginas.
1994	3269.8	2004	3586.9
1995	3301.5	2005	3616.6
1996	3333.2	2006	3650.3
1997	3364.9	2007	3682.0
1998	3396.6	2008	3713.7
1999	3428.3	2009	3745.4
2000	3460.0	2010	3777.1
2001	3491.7	2011	3808.8
2002	3523.5	2012	3840.5
2003	3555.2	2013	3872.3

Obtenemos la proyección del GAS NATURAL CONVERTIDO A LICUABLES (Gasolina natural, GLP).

GAS NATURAL CONVERTIDO A LICUABLES			
En MMPC			
$Y = -3456.8175 + 1.318807(X) + 1.39020677(Z)$			
PERIODO	Conv.Lic	PERIODO	Conv.Lic
1994	4207.0	2004	5536.8
1995	4340.0	2005	5669.8
1996	4473.0	2006	5802.8
1997	4606.0	2007	5935.7
1998	4738.9	2008	6068.7
1999	4871.9	2009	6201.7
2000	5004.9	2010	6334.7
2001	5137.9	2011	6467.6
2002	5270.8	2012	6600.6
2003	5403.6	2013	6733.6

PROYECCION DEL CONSUMO PROPIO DE GAS NATURAL

Suponemos que el Consumo Propio de gas natural esta en función de la Producción de gas natural y la industrialización de productos en refinerías.

La variable Dependiente Y, Consumo Propio

La variable Independiente X, Producción de Gas Natural

La variable Independiente Z, Refinación de Productos

$$Y = f(X,Z)$$

$$Y = a + bX + cZ$$

	Y	X	Z
PERIODO	CON.PRO	PROD.TOT	REF.PROD.
1980	4540	166818	8696
1981	4668	175478	8695
1982	5352	187677	8512
1983	4956	178059	8503
1984	6107	173206	8117
1985	5304	184118	7912
1986	6036	160811	7857
1987	7138	181216	8380
1988	6773	169907	8338
1989	7853	188775	8750
1990	8362	186297	9035
1991	8192	191838	9164
1992	8486	195006	9242
1993	8036	197527	9882

Regression Output:

Constant	-8019.552
Std Err of Y Est	1247.6865
R Squared	0.3793539
No. of Observations	14
Degrees of Freedom	11
X Coefficient(s)	0.02895 1.090308
Std Err of Coef.	0.05437 1.3191216
Coefficiente de Correlación:	0.6159171

ECUACION

$$Y = a + bX + cZ$$

$$Y = -8019.5524 + 0.028946(X) + 1.09030797(Z)$$

Al efectuar la respectiva Correlación se observa que los resultados obtenidos dan una perfecta correlación de los datos.

Proyectamos los valores para el Consumo Propio en función a los valores que adquiera la tendencia.

(X)=Produccion Tot.de Gas Natural y (Z)=Refinación de Productos.

PRODUCCION DE GAS NATURAL PROYECTAD			
En MMPC			
PERIODO	PROD.GN	PERIODO	PROD.GN
1994	200155	2004	230017.3
1995	199789	2005	231509.4
1996	206875	2006	234359.8
1997	208706	2007	233452.4
1998	211558	2008	241486.8
1999	211010	2009	242911.1
2000	218548	2010	245761.5
2001	220108	2011	244873.5
2002	222958	2012	252958.2
2003	222231	2013	254312.6

PROYECCION DE REFINACION DE PRODUCTO			
En Miles de Barriles			
PERIODO	CON.PRO.	PERIODO	CON.PRO.
1994	9183.6	2004	9915.8
1995	9256.8	2005	9989.0
1996	9330.0	2006	10062.2
1997	9403.3	2007	10135.4
1998	9476.5	2008	10208.6
1999	9549.7	2009	10281.8
2000	9622.9	2010	10355.1
2001	9698.1	2011	10428.3
2002	9769.3	2012	10501.5
2003	9842.8	2013	10574.7

Obtenemos la proyección del CONSUMO PROPIO:

CONSUMO PROPIO PROYECTADO			
En MMPC			
$Y = -8019.55 + 0.0295(X) + 1.0903087(Z)$			
PERIODO	PROD.GN	PERIODO	PROD.GN
1994	7787.16	2004	9449.8
1995	7856.41	2005	9572.9
1996	8141.33	2006	9735.2
1997	8274.17	2007	9788.8
1998	8436.51	2008	10101.2
1999	8500.52	2009	10222.2
2000	8798.54	2010	10384.5
2001	8923.52	2011	10432.9
2002	9085.85	2012	10752.5
2003	9144.64	2013	10871.6

PROYECCION DE QUEMADO/VENTEADO DE GAS NATURAL

Suponemos que el Quemado/Venteado de gas natural esta en funcion de la Producción de gas natural y la tendencia en el tiempo.

La variable Dependiente Y, Quemado Venteado.

La variable Independiente X, Produccion de Gas Natural.

La variable Independiente Z, Tiempo

$$Y = f(X,Z)$$

$$Y = a+bX+cZ$$

PERIODO	Y Que/Vent.	X PROD.TOT.	Z Tiempo
1980	7216	168818	0
1981	6868	175478	1
1982	5820	187877	2
1983	5887	178059	3
1984	7481	173206	4
1985	7822	164118	5
1986	5559	160811	6
1987	5495	161216	7
1988	10217	169907	8
1989	15838	186775	9
1990	14828	186297	10
1991	17667	191838	11
1992	22007	195006	12
1993	35860	197527	13

Regression Output:

Constant		-51493.39
Std Err of Y Est		4313.477
R Squared		0.7898466
No. of Observations		14
Degrees of Freedom		11
X Coefficient(s)	0.31494	1132.9088
Std Err of Coef.	0.11502	345.51049
Coefficiente de Correlación:		0.8667343

ECUACION

$$Y = a+bX+cZ$$

$$Y = -51493.4+0.3149(X)+1132.9(Z)$$

Al efectuar la respectiva Correlación se observa que los resultados obtenidos dan una perfecta correlación de los datos.

Proyectamos los valores para el Quemado/Venteado en función a los valores que adquiera la tendencia. (X)=Producción Tot.de Gas Natural y (Z)=Tendencia en el Tiempo.

PRODUCCION DE GAS NATURAL PROYECTADA			
En MMPC			
PERIODO	PROD.GN	PERIODO	PROD.GN
1994	200154.6	2004	230017.3
1995	199789.2	2005	231509.4
1996	206874.6	2006	234359.8
1997	208705.9	2007	233452.4
1998	211556.4	2008	241486.8
1999	211010.3	2009	242911.1
2000	218547.9	2010	245761.5
2001	220107.7	2011	244673.5
2002	222958.1	2012	252956.2
2003	222231.3	2013	254312.8

TIEMPO			
Tomando año base 1988 = 0			
PERIODO		PERIODO	
1994	14	2004	24
1995	15	2005	25
1996	16	2006	26
1997	17	2007	27
1998	18	2008	28
1999	19	2009	29
2000	20	2010	30
2001	21	2011	31
2002	22	2012	32
2003	23	2013	33

Obtenemos la proyección del Quemado/Ventado de Gas Natural:

QUEMADO/VENTEADO DE GAS NATURAL			
En MMPC			
$Y = -51493.4 + 0.3149(X) + 1132.9(Z)$			
PERIODO	QUE./VENT.	PERIODO	QUE./VENT.
1994	27403.5	2004	48137.5
1995	28421.3	2005	49740.3
1996	31785.7	2006	51770.9
1997	33495.4	2007	52618.1
1998	35526.0	2008	56281.3
1999	36486.9	2009	57862.8
2000	39993.7	2010	59893.4
2001	41617.9	2011	60683.6
2002	43648.5	2012	64425.1
2003	44552.5	2013	65985.2

TESIS DE GRADO :

EVALUACION TECNICA-ECONOMICA ACTUAL Y PROYECTADA DEL "GAS NATURAL" EN BOLIVIA.

POSTULANTE: Juan Emilio Pabón Perez

TUTOR: Ing. Mariano Saucedo Elías

TEMA DE RECURSOS ENERGETICOS NATURALES

La Paz - Bolivia Año 1995.

CONTENIDO DE LA TESIS

La Tesis consta de siete capítulos, bibliografía y anexos.

Cap. I Planteamiento del Estudio

Este capítulo contiene el Marco Teórico, Planteamiento del Problema, Hipótesis y la Metodología del Estudio.

La hipótesis de investigación planteada es:

"El Gas Natural se constituye en el principal recurso no-renovable con que cuenta el país. Por consiguiente debemos ser cautelosos en no dilapidar este recurso, porque con las reservas potenciales de gas con que cuenta el país hasta enero de 1994, no se puede satisfacer a un largo plazo las expectativas de la demanda de Gas Natural"

Cap. II Situación Energética Mundial y en América Latina

En este capítulo se hace un análisis general de la situación energética mundial y en América Latina.

Cap. III Situación Energética en Bolivia, Demanda y Oferta de Hidrocarburos

En este capítulo se hace un análisis de manera general de los energéticos en Bolivia y también se analiza la demanda y oferta de los hidrocarburos líquidos.

Cap. IV Análisis del Gas Natural en Bolivia

En este capítulo se hace un análisis del gas natural en nuestro país, desde las características, comparación con otros energéticos, reservas de gas natural, producción y distribución de gas natural (por sectores económicos y departamentos). El mercado nacional y el mercado externo (volúmenes y precios).

Cap. V Proyecciones de la Demanda y Oferta de Gas Natural mediante relaciones Econométricas

En este capítulo se proyecta la oferta de gas natural utilizando las series de tiempo. Posteriormente se proyecta la demanda de gas natural hasta el año 2013, utilizando modelos para cada uno de los rubros de la distribución del gas natural, excepto para el mercado externo. El mercado externo es estimado en base a los convenios suscritos y preliminares en otros casos. También es calculado los ingresos provenientes por venta de gas natural al mercado externo hasta el año 2013. En el mercado externo se toma en cuenta a la Argentina, Brasil, Paraguay y Chile.

Cap. VI Reservas Frente a la Demanda Proyectada de Gas Natural y la Confirmación de la Hipótesis.

En este capítulo se hace el cálculo de que si las reservas probadas remanentes, probables y posibles (al 1ro. de Enero de 1994) pueden satisfacer una demanda proyectada de gas natural hasta el año 2013. Confirmando la hipótesis planteada, a un largo plazo no podemos satisfacer la demanda proyectada de gas natural (ver cuadros 36 página 131). Pero hacemos notar que las reservas de gas natural no se mantienen estáticas y están sujetas a incrementarse si se realizan inversiones de exploración petrolera.

Cap. VII Conclusiones y Recomendaciones

Debemos señalar que esta tesis esta en defensa de los RECURSOS NATURALES y el gas natural es un recurso natural no-renovable y valioso con que cuenta el país y su aprovechamiento deberá ser óptimo en beneficio de toda la nación.