

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**Facultad de Ingeniería Mecánica  
Sección de Posgrado y Segunda Especialización**



**“ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DEL  
MERCADO DEL GAS EN EL PERU”**

**TESIS**

**PARA OPTAR EL GRADO DE MAESTRO  
EN CIENCIAS CON MENCIÓN  
EN ENERGETICA**

**ALVARO RICARDO REINOSO ROSAS**

**Lima – Perú**

**2004**

## **RESUMEN**

Con la llegada del Gas de Camisea a la ciudad de Lima, los diferentes sub sectores de consumo buscarán, según su conveniencia, sustituir el combustible que hasta la fecha consuman por el gas natural. Sin embargo la modificación de los hábitos de consumo, en su conjunto tendrá un efecto importante en la recaudación corriente que el Estado obtiene de la aplicación de los impuestos a los diferentes energéticos, y que se encuentra incluido dentro del presupuesto de ingresos del Gobierno de turno.

En el presente trabajo de investigación se ha efectuado una evaluación técnica de la sustitución de combustibles, considerando no solamente los poderes energéticos variables, sino también las eficiencias por las diferentes tecnologías aplicadas en las múltiples actividades de consumo, de manera que se permita calcular el impacto en los diferentes subsectores, como lo son el Residencial y Comercial, Público, Transporte, Agropecuario y Agroindustrial, Pesquero, Minero metalúrgico y el Industrial, identificándose finalmente si la sustitución por gas natural incrementa o disminuye los ingresos netos del Estado.

Con los resultados obtenidos, se presenta una Estrategia Propuesta para el Desarrollo del Mercado del Gas en el Perú, que permita mantener de manera coherente el equilibrio de los ingresos fiscales, y en la cual se define las acciones que deberá tomar el Gobierno en el cumplimiento de sus funciones y roles que le corresponden, a fin de tratar este mercado emergente de manera integral, para así obtener la sinergia que acelere el desarrollo del país.



## METODOLOGIA

La metodología utilizada en la investigación desarrollada en la presente tesis fue la siguiente: Se consideró que por el tipo de estudio, era un estudio descriptivo de segundo nivel, debido a que el conocimiento obtenido señala las formas de conducta y comportamiento en la asociación de las diferentes variables.

Con relación al método de la investigación, se estableció que es una mezcla del método inductivo, debido a que de la observación de fenómenos particulares se llegó a conclusiones generales, así como también contenía el método del análisis, debido a que se identificaba las diferentes partes que constituían la causa de un efecto.

Con relación a las fuentes y técnicas para la recolección de datos, se estableció que se contaba con fuentes primarias, que corresponde a la información oral o escrita recopilada directamente por el investigador, así como de fuentes secundarias, que corresponde a la información recopilada por terceros.

Con relación al tratamiento de la información, se han utilizado técnicas estadísticas para el manejo de la data a través de procedimientos matemáticos, así como se han presentado la información recopilada con ayudas de gráficos y cuadros.



## PROLOGO

El gas natural es un combustible compuesto de un conjunto de hidrocarburos livianos, siendo el principal componente el Metano ( $\text{CH}_4$ ). Este combustible se puede encontrar como "gas natural asociado" cuando está acompañado de petróleo, o bien como "gas no asociado" cuando son yacimientos exclusivos de gas natural. El gas natural se extrae de los reservorios que se encuentran bajo tierra a profundidades que van desde los 500 metros hasta los 3500 metros.

El gas natural una vez extraído es sometido a un proceso de separación, donde se obtiene el "gas seco" (metano y etano) que se transporta por gasoductos a los centros de consumo, y los "líquidos de gas natural" (propano, butano, pentano y más pesados) son transportados por poliductos hasta una planta de fraccionamiento.

Las principales ventajas del consumo del gas natural radican en la comodidad, al ser un combustible de suministro continuo; la limpieza, debido a que es menos contaminante por no tener residuos sólidos los gases de su combustión; la seguridad, ya que por ser un combustible más ligero que el aire se reduce la posibilidad de acumulación al producirse fugas; y finalmente la ventaja de mayor impacto que es la económica, debido a que su suministro es el más barato en los países donde se comercializa.



Al evaluar las reservas probadas de energía comercial en el Perú, encontramos que el gas natural es la reserva más importante, debido a que representa el 39%, sin embargo al ser ésta una energía no renovable, debemos tener como Estado una gran responsabilidad en la adecuada explotación. Si bien para el Perú esta representa la reserva más importante, es necesario que se tome conciencia de que en Sudamérica nuestras reservas sólo representan el 3.8% del total de la región.

Con el presente trabajo de investigación se busca presentar propuestas para poder desarrollar, de manera integral como Estado, las estrategias que nos permitan explotar racionalmente este preciado recurso, y que sus beneficios contribuyan al crecimiento económico y social del país, lo que se vería reflejado en el incremento del bienestar de la población en general.

La tesis que se presenta está organizada en 6 capítulos. El Capítulo 1 da una visión global para comprender las causas que motivaron la realización del presente estudio, explica cual es la situación económica del país, y cuales son las proyecciones del crecimiento. Es así como una vez identificada la tendencia, se aprecia la necesidad de que se tomen las acciones pertinentes, de manera que se permita en forma integral, desarrollar el mercado del gas natural en el Perú, ya que su desarrollo influye de manera significativa en el crecimiento de la economía nacional. En el Capítulo 2 se realiza un diagnóstico detallado de cómo se encuentra el mercado Interno del gas natural, así como una comparación con los demás países de Sudamérica, con la finalidad de poder realizar una analogía con el mercado nacional proyectado, así como poder efectuar un *benchmarking*<sup>1</sup> de las políticas energéticas que tuvieron resultados positivas a los intereses nacionales. En el Capítulo 3 se identifican las variables que actúan en el mercado, así como el grado de influencia que puedan tener en el mismo. Este capítulo nos permite identificar cuales son

<sup>1</sup> Es la búsqueda permanente en el proceso de identificación, entendimiento y adaptación de prácticas y procesos superiores de otras organizaciones con el fin de mejorar el desempeño de nuestra propia organización (Mc Donald y Tanner, 1996).



las variables que tienen mayor influencia, para así desarrollar las estrategias con sus diferentes niveles de esfuerzo, de manera que permitan modular el comportamiento del mercado. En el capítulo 4 se realiza el cálculo matemático que nos permite identificar cual es el efecto que se produce en la recaudación económica del Estado, cuando reemplazamos los diversos combustibles que actualmente se usan por el gas natural, en los diferentes subsectores como lo son: el Residencial y Comercial, Público, Transporte, Agropecuario y Agroindustrial, Pesquero, Minero metalúrgico y el Industrial. En el Capítulo 5 se Identifican cuales son los objetivos establecidos por el organismo director del sector, los cuales se complementan para que contribuyan a su adecuada aplicación, a fin de que se constituyan en el marco en el cual se deberán circunscribir las diferentes propuestas. En el Capítulo 6 se plantean las propuestas de políticas que el Gobierno podría adoptar, para que de manera integral o individualmente, se apliquen y contribuyan al desarrollo del mercado del gas natural en el Perú.

Las conclusiones y recomendaciones presentadas en el presente trabajo de investigación, en su conjunto se constituyen como la "Estrategia Propuesta Para el Desarrollo del Mercado del Gas En El Perú", las cuales podrían ser adoptadas por el Gobierno de turno para su aplicación de manera conjunta o de manera parcial. Es importante resaltar que su aplicación conjunta permitiría obtener los efectos sinérgicos para el desarrollo, pero que sin embargo pueden ser utilizadas de manera selectiva sin producir por eso efectos negativos en el mercado.

Finalmente quiero expresar mi agradecimiento a los docentes de Postgrado por sus enseñanzas, así como mi especial gratitud al Ing. Carlos Herrera Descalzi, asesor de tesis, quien me orientó y animó a mantenerme y perseverar en el presente tema de investigación, y a mis compañeros de curso, sin cuyo invaluable apoyo hubiera permitido culminar esta importante etapa de mi vida profesional. A todos muchas Gracias.

Lima Enero 2004.



## CONTENIDO

Descripción	II
Resumen	V
Metodología	VI
Abstract	VII
Prólogo	viii
Contenido	XI
CAPITULO 1	
INTRODUCCION	1
CAPITULO 2	
DIAGNOSTICO	7
2.1. Tabla demostrativa del Balance Energético Peruano consolidado	8
2.2. Tablas estadísticas de las Reservas Energéticas del Perú y su posición respecto de los demás países de Sudamérica	10
2.2.1. Reservas Probadas de Energía Comercial en el Perú	10
2.2.2. Reservas Probadas de Gas en Sudamérica	11
2.2.3. Producción de Gas en Sudamérica	13
2.2.4. Consumo de Gas en Sudamérica	15
2.2.5. Costos del Gas en Sudamérica	17



2.3.	Evolución del consumo del Gas Natural en el Perú por Sub-Sectores de consumo: Comentarlos y análisis de su competitividad y eficiencia	18
2.3.1.	Residencial y Comercial	19
2.3.2.	Público	22
2.3.3.	Transporte	25
2.3.4.	Agropecuario y Agroindustrial	30
2.3.5.	Pesquero	33
2.3.6.	Minero Metalúrgico	37
2.3.7.	Industrial	41
2.4.	Costos de la energía en el Perú y su comparación con las diferentes fuentes energéticas	45
2.5.	Proyección del consumo del Gas en el Perú por Sub-Sectores de consumo:	47
2.5.1.	Residencial y Comercial	51
2.5.2.	Público	55
2.5.3.	Transporte	56
2.5.4.	Agropecuario y AgroIndustrial	59
2.5.5.	Pesquero	60
2.5.6.	Minero Metalúrgico	61
2.5.7.	Industrial	62
2.6.	Lineamiento de Política para el Sector Energía y la Política Gasífera del Gobierno	65
2.6.1.	Lineamientos de la Política para el Sector Energía	65
2.6.2.	Política Gasífera del Gobierno	69
2.7.	Marco legal	79
2.8.	Problemática que enfrenta el desarrollo de un proyecto gasífero	95



### CAPITULO 3

#### VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL MERCADO DEL GAS Y SU

<b>INFLUENCIA</b>	101
3.1.    Oferta del mercado	101
3.2.    Demanda en función del tamaño del mercado por Sub-Sectores	102
3.3.    Tasas de crecimiento	104
3.4.    Consumos per cápita	104
3.5.    Hábito de consumo	105
3.6.    Marco legal	105
3.7.    Carga tributaria	106
3.8.    Dependencia tecnológica	109
3.9.    Impacto ambiental	111
3.10.   Influencia del Estado en el comportamiento del mercado debido al cumplimiento de sus funciones	113
3.10.1.   Normador	113
3.10.2.   Fiscalizador	114
3.10.3.   Planificador	115
3.10.4.   Protector del medio ambiente	116

### CAPITULO 4

<b>MODELACION</b>	118
4.1.    Objetivo de la modelación	118
4.1.1.   Residencial y Comercial	118
4.1.2.   Público	123
4.1.3.   Transporte	124
4.1.4.   Agropecuario y Agroindustrial	129
4.1.5.   Pesquero	133



4.1.6.	Minero Metalúrgico	139
4.1.7.	Industrial	146
4.2.	Comparación de la demanda de Gas Natural según el estado y la empresa distribuidora	158
4.3.	Análisis del impacto del consumo del Gas Natural en los diferentes Sub Sectores	160
4.3.1.	Impacto en el Sub Sector Residencial y Comercial	160
4.3.2.	Impacto en el Sub Sector Público	161
4.3.3.	Impacto en el Sub Sector Transporte	161
4.3.4.	Impacto en el Sub Sector Agropecuario y Agroindustrial	163
4.3.5.	Impacto en el Sub Sector Pesquero	164
4.3.6.	Impacto en el Sub Sector Minero Metalúrgico	165
4.3.7.	Impacto en el Sub Sector Industrial	166
4.3.8.	Análisis Global del Impacto en los Diferentes Sub-Sectores	169
<b>CAPITULO 5</b>		<b>175</b>
<b>OBJETIVOS</b>		
5.1.	Objetivo General N° 1	175
5.2.	Objetivo General N° 2	177
5.3.	Objetivo General N° 3	179
5.4.	Objetivo General N° 4	180
<b>CAPITULO 6</b>		
<b>PROPUESTA</b>		<b>181</b>



6.1. Definición del rol del Estado en el desarrollo del mercado energético	182
6.1.1. Normador	182
6.1.2. Fiscalizador	184
6.1.3. Planificador	185
6.1.4. Protector del medio ambiente	186
6.2. Definición de las estrategias:	187
6.2.1. Medidas tributarias	187
6.2.2. Medidas legales	187
6.2.3. Normatividad técnica	188
6.2.4. Medidas para el desarrollo de la capacitación tecnológica	190
6.2.5. Desarrollo de infraestructura	191
6.2.6. Medidas de promoción financiera	192
6.2.7. Medidas para el control del impacto ambiental y ecológico	194
6.2.8. Medidas de difusión	194
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>196</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS</b>	<b>201</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>205</b>
01. Unidades de medida del sistema Internacional de unidades	206
02. Equivalencias prácticas referentes al gas y sus equivalencias de combustibles	207
03. Equivalencias de las unidades de medida	208
04. Prefijos del sistema internacional de unidades	210
05. Abreviaturas importantes	211



06. Experiencias del programa de compensaciones industriales – OFFSET	212
<b>TABLAS</b>	220
Relación de tablas	221
<b>FIGURAS</b>	223
Relación de figuras	224



## **CAPITULO 1**

### **INTRODUCCION**

¿Por qué se escogió este tema y cuál es la importancia y necesidad de desarrollar este tema para el desarrollo del país?

Para determinar el motivo por el cual se escogió este tema, es necesario realizar un análisis de la situación actual del Sector Energético, de manera que permita identificar sus falencias y sus posibles soluciones que permitan revertir su comportamiento.

Cuando tratamos de analizar la situación del desarrollo del país, no podemos más que aceptar que somos un país en desarrollo: ¿Qué tan desarrollados nos encontramos? y ¿Cuáles son nuestras expectativas y posibilidades? Ambas preguntas son difíciles de responder, pero es muy importante tratar de ser lo más objetivos en nuestro diagnóstico, porque de esa manera podremos diseñar estrategias de solución coherentes a nuestra problemática.

Como punto inicial debemos definirnos como una nación en vías de desarrollo, y como tal nuestros niveles de consumo son inferiores a los de los países industrializados. ¿Cuál es la implicancia de tamaña afirmación? Pues como país en vías de desarrollo, nuestro incremento del consumo de energía debería ser proporcional al índice de crecimiento



económico del país, y esto último es lo preocupante, pues el Perú en el año 2002 presentó un crecimiento del 4.9 %<sup>1</sup>, lo que mereció la siguiente opinión de CEPAL<sup>2</sup>, la misma que indicara que *"el Perú tiene el mayor crecimiento en América Latina"*, lo cual en la práctica no influyó en el crecimiento similar de la frontera eléctrica, ni tampoco fue similar en la población común, teniendo en cuenta que un bajo nivel de consumo energético va asociado a un bajo nivel de producción. Ciertamente la culpa no sólo es de la política económica aplicada, sino también de los fenómenos naturales y climatológicos de los que fue objeto nuestro país. Lo cierto es que a este ritmo de crecimiento, el incremento de consumo y por lo tanto de desarrollo del sector energético sería lento en los próximos años.

Pese a la recuperación que se está apreciando en los últimos años, uno de los aspectos importantes a analizar, son los hábitos de consumo de energía. Nuestro país en la actualidad presenta como principal característica la de "consumir energía de fuentes que no tenemos y no explotar la energía de las fuentes que poseemos". La revolución industrial peruana nos llevó al desarrollo de la industria basada en el petróleo y la termoenergía. ¿Por qué no el desarrollo sistemático de la industria del carbón nacional ni de la hidroenergía? Sería fácil identificar que no hubo una planificación nacional, y que solo primaron los criterios individuales de industrialización y desarrollo, que si bien es cierto son reconocidos los diferentes esfuerzos individuales, no lo es el hecho de que los diferentes gobiernos no asumieran en su oportunidad su papel planificador. No obstante, la falta de planificación, no era el único error, la escalada terrorista de la cual fuera víctima nuestra nación, hizo retroceder al país los pasos iniciales dados en busca de un crecimiento armonizado y coherente.

Si revisamos el Balance de Energía Primaria y Secundaria al año 2001 encontraríamos la siguiente información:

---

<sup>1</sup> Fuente: Instituto Nacional de Estadística (INEI). Noviembre 2003.

<sup>2</sup> CEPAL: Comisión Económica para América Latina y el Caribe. Noviembre 2003.



- a) El Petróleo prevalece como la principal fuente de energía primaria que se explota. Las reservas probadas de petróleo crudo a fines del año 2001 fueron de  $6.35 \times 10^6 \text{ m}^3$  ( $399.6 \times 10^6 \text{ bbl.}$ ). Con los niveles actuales de producción estas reservas podrían satisfacer la demanda interna hasta el año 2012<sup>3</sup>.
- b) La energía hidroeléctrica, después de la energía de la biomasa, ocupa el tercer lugar en importancia en el consumo energético nacional, con sus 81,141 TJ equivalente al 18.0 % del consumo total de energía, representa una de las principales reservas energéticas nacionales, debido a que de acuerdo a los cálculos estimados, tenemos unas reservas de 5 965 666 TJ, equivalente al 28.3 % de las Reservas Probadas de Energía Comercial Total<sup>4</sup>.
- c) El Gas Natural y el Carbón. si bien es cierto no son significativos sus niveles de consumo final total, en lo que respecta a las reservas son de importancia, debido a que sus variaciones definirán las tendencias de la conformación de la matriz energética del sector.

De la situación antes indicada podríamos deducir que la oferta de las diferentes fuentes energéticas en el país es como sigue: El Gas Natural representa nuestra principal reserva, sin que a la fecha tenga niveles importantes de explotación debido a que se carece de un mercado potencialmente importante; la Hidroenergía representa la principal fuente de generación eléctrica, sin embargo a la fecha no existen importantes proyectos futuros que garanticen cubrir las demandas a producirse en los próximos años; el Carbón, si bien es cierto en los últimos años ha cobrado vigencia, en el Perú como alternativa en la generación de electricidad, representa una seria desventaja en la balanza comercial, debido a que el carbón que se consume proviene de otras latitudes, sin que existan proyectos importantes

---

<sup>3</sup> Fuente: Balance Nacional de Energía 2002. Publicación de la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas del Perú.

<sup>4</sup> Fuente: Balance Nacional de Energía 2002. Publicación de la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas del Perú.



del sector privado interesado en su explotación. Por otro lado, el petróleo sigue siendo la principal fuente energética en el país y con un arraigado hábito de consumo en la población, siendo a la fecha su demanda no cubierta con la producción nacional, con la consiguiente y ya mencionada desventaja por su deficitaria balanza comercial y su efecto en la pérdida de divisas.

Del análisis ecológico, podríamos afirmar que los bajos precios internacionales actuales del petróleo crudo y la exoneración de impuestos en la importación del carbón, desalientan las inversiones privadas a realizarse en la modificación de los sistemas de combustión alternativos a otras fuentes energéticas no contaminantes, como es el gas natural o la decisión de instalar sistemas de generación con fuentes renovables tales como la eólica o geotérmica. Además de lo anterior, podríamos afirmar también que el nivel de desarrollo en que nos encontramos y la poca disponibilidad de capitales, nos hace preocuparnos más en aumentar el índice de consumo de energía que en invertir en costosos sistemas ecológicos de generación. La campaña "Aire Limpio" alentada por el Banco Mundial y que coordinan entidades del Gobierno Central y Municipal, del sector público y el privado, han tenido a bien considerar la propuesta de masificar el uso de combustibles limpios, sin plomo para el sector transporte. La gasolina más contaminante y de mayor consumo local es la de 84 octanos, la cual si bien es cierto se proyectó su retiro para el año 2004, a la fecha continúa su elaboración y distribución.

Con los antecedentes antes indicados podemos concluir que el Estado no tuvo éxito como administrador de los monopolios energéticos de la electricidad ni del petróleo, por lo que conciente de su función política, normativa, reguladora y promotora, el Estado se propuso modernizar y potenciar el sector, para lo cual promulgó cuatro leyes, como instrumentos necesarios en el proceso de privatización, las cuales fueron: La Ley de Concesiones Eléctricas, la Ley General de Hidrocarburos, la Ley de Geotermia y la Ley Antimonopolio y Antioligopolio.



Los resultados de la privatización realizada la pasada década fueron satisfactorios, por lo que a la fecha se pudo transferir a los capitales privados gran parte de las empresas generadoras, transmisoras y distribuidoras de energía eléctrica, así como algunas de las principales refinerías y plantas distribuidoras de hidrocarburos, con la consiguiente mayor confiabilidad y eficiencia del sector, así como también la mejora de su capacidad de gestión. Es rescatable el hecho de que el Estado continúe con la voluntad de administrar los sistemas energéticos no rentables, pero con alto contenido de apoyo social, así como con la decisión de ampliar la frontera eléctrica en los sectores deprimidos.

Una de las formas de confirmar el avance alcanzado en el sector energético con la política planteada a la fecha, es la opinión de consenso, manifestada por los diferentes inversionistas privados del sector en el último "III Congreso Sector Energético del Perú" organizado por el Comité de Energía de la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, los que de manera coincidente declararon su preocupación por la estabilidad legislativa, la cual le da al inversionista una continuidad y seguridad jurídica, la misma que continua siendo demostrada hasta la fecha por el Gobierno actual, lo que ha permitido en el sector eléctrico incrementar el índice nacional de electrificación de 50 % a 74 %<sup>5</sup>, así como una alta seguridad del suministro, consecuente con la diversificación de las fuentes generadoras, térmicas e hídricas, y el aumento de la capacidad instalada, mayor a los 5,200 MW<sup>6</sup>.

Es cierto que falta mucho por hacer. Es necesario continuar desarrollando el sistema interconectado nacional de manera de incrementar la oferta por medio de los grandes productores del sur del país, los cuales desde el año 2000 se encuentran operando, para que así, por medio de los Comités de Operación Económica de los Sistemas

<sup>5</sup> Plan Referencial de Electricidad 2001-2010, publicado por la Oficina Técnica de Energía – Ministerio de Energía y Minas.

<sup>6</sup> Plan Referencial de Electricidad 2001-2010, publicado por la Oficina Técnica de Energía – Ministerio de Energía y Minas.



Interconectados (COES), se pueda reducir los costos marginales, de manera que se incentive la competencia y se reduzcan los precios de la energía, con el consecuente aumento del consumo y crecimiento del mercado. Por otro lado, no debemos descartar la globalización del sector por medio de la interconexión con los países vecinos, lo que permitiría una mejora de la performance en confiabilidad y economía, aunada a una disminución de los márgenes de reserva y un crecimiento potencial del mercado.

Es importante que el Gobierno defina la estrategia a seguir, para que al concretarse el plazo establecido para la explotación del yacimiento de Gas de Camisea y su comercialización en Lima, estén claros los lineamientos que exigen los inversionistas, debido a que estos planteamientos repercutirán tanto en la Balanza Comercial de Hidrocarburos, como en la protección ecológica del medio ambiente. Es necesario que se empiece con políticas agresivas que incentiven el consumo de gas, tanto en el sector industrial, transporte y el doméstico, debido a que si se incrementa el tamaño del mercado, los altos precios del gas se reducirían por la economía de escala, volviéndose atractivos para los potenciales consumidores, con lo que podríamos revertir la Balanza Comercial de Energía Primaria que a la fecha es negativa, así como incentivar los diferentes sectores productivos, con el correspondiente desarrollo de la Industria Nacional. No olvidemos que cambiar los hábitos es la tarea más difícil, y sólo el mercado no lo podrá hacer de manera rápida, como el país lo necesita, es por ello que la política gasífera que adopte el Gobierno, será el principal empujón hacia el desarrollo y el bienestar común.



## **CAPITULO 2**

### **DIAGNOSTICO**

¿Cómo estamos? ¿Qué información estadística tenemos?

Para poder realizar un diagnóstico de cómo se encuentra el mercado del gas en el Perú, primero tenemos que obtener información estadística que nos permita tomar conocimiento de nuestro mercado interno y compararnos con los mercados extranjeros, es por ello que es de vital importancia conocer la siguiente información:

- a) Balance Energético Nacional.
- b) Reservas Energéticas Nacionales y su posición respecto a los demás países de Sudamérica.
- c) Producción Nacional de Gas y su posición comparativa en el mercado Sudamericano.
- d) Consumo Nacional de Gas y su posición comparativa en el mercado Sudamericano.
- e) Costos del Gas en el mercado local y su comparación con el mercado Sudamericano.
- f) Hábitos de Consumo del Gas en los diferentes sectores productivos y de consumo.



- g) Evolución del mercado.
- h) Política actual del sector energético.

Con la información anterior podemos identificar las características de nuestro mercado y compararlo con los demás mercados de la región. De esta comparación podremos realizar un *benchmarking*, tratando de copiar aquellas políticas que puedan aplicarse en nuestro medio, de manera que permitan impulsar la adecuada modelación del mercado emergente que tendría nuestro país.

#### 2.1.- Tabla Demostrativa del Balance Energético Peruano Consolidado.-

La Tabla 2.1. que a continuación se indica, considera las cuatro principales fuentes energéticas que el país consume. Los datos han sido extraídos del Balance Nacional de Energía -2000, elaborado por la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas

**Tabla 2.1**  
**Balance Energético Consolidado de Energías Primarias Comerciales**

	Carbón mineral (TJ)	Petróleo crudo (TJ)	Gas natural (TJ)	Hidro energía (TJ)	Total (TJ)
1 Producción	487	202044	64736	72756	340023
2 Importación	19081	129267	0	0	148348
3 Variación de inventarios	1163	1507	0	0	2670
<b>4 Oferta total</b>	<b>20731</b>	<b>332818</b>	<b>64736</b>	<b>72756</b>	<b>491041</b>
5 Exportación	0	-28737	0	0	-28737
6 No aprovechada	0	0	-36333	0	-36333
<b>7 Oferta Interna Bruta</b>	<b>20731</b>	<b>304081</b>	<b>28403</b>	<b>72756</b>	<b>426971</b>
8 Total a transformación	-5439	-323529	-28403	0	-357371
9 Ajustes	657	19748	0	0	20405
<b>10 Consumo final total</b>	<b>15949</b>	<b>300</b>	<b>0</b>	<b>72756</b>	<b>89005</b>

Fuente: Balance Nacional de Energía - 2000, Ministerio de Energía y Minas - Oficina Técnica de Energía.



## 2.2.- Tablas Estadísticas de las Reservas Energéticas del Perú y su Posición Respecto de los Demás Países de Sudamérica

Es importante tener claro cuales son las magnitudes de las reservas energéticas del país, para según ellas orientar la explotación y el consumo hacia los recursos que se cuentan. Es por ello que en este capítulo se recopila la información correspondiente a las Reservas Probadas de energía comercial en el Perú.

Por otro lado, es no menos importante conocer de los países de Sudamérica cuales son sus reservas, su producción, su consumo y finalmente sus costos en lo relacionado al gas natural.

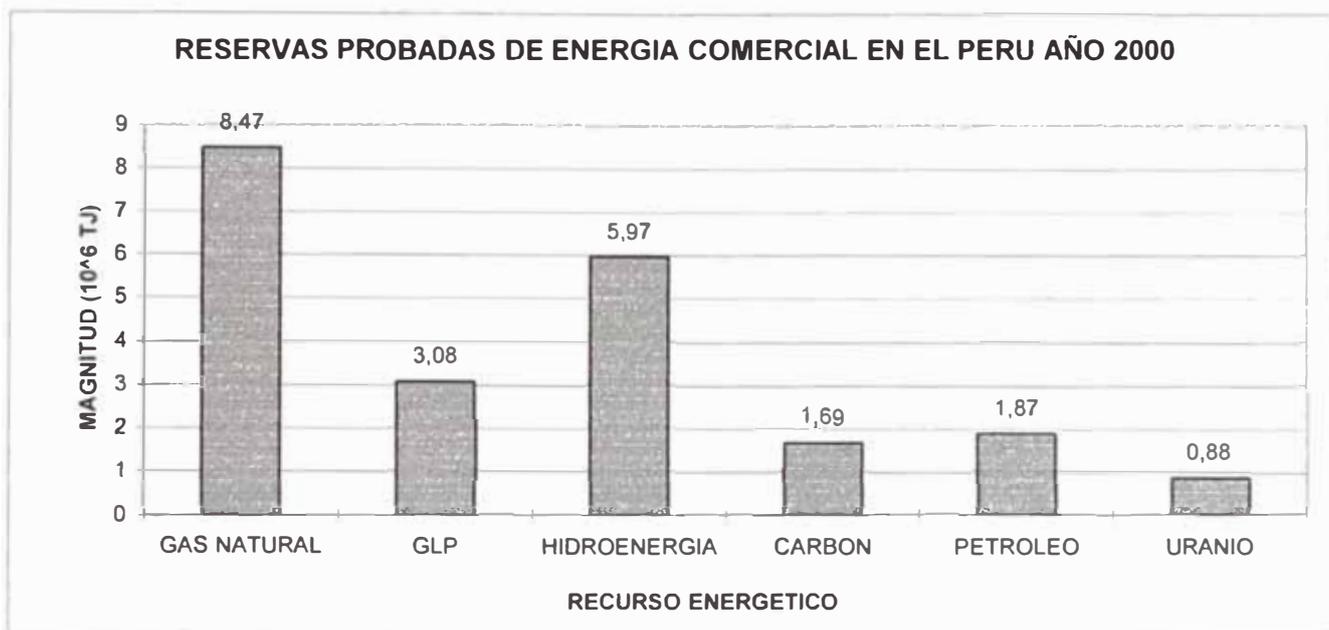
### 2.2.1.-Reservas Probadas de Energía Comercial en el Perú

Las Reservas Probadas son aquellas que tienen casi la absoluta seguridad de su existencia, además de ser técnica y económicamente producibles. En la Tabla 2.2 se indica las reservas probadas por recurso, magnitud y porcentaje de la estructura.

Tabla 2.2  
 Reservas Probadas de Energía Comercial en el Perú, año 2000.

RECURSO	MAGNITUD ( TJ )	ESTRUCTURA (%)
GAS NATURAL	3.473.013	39
GLP	3.081.584	14
HIROENERGIA	5.965.666	27
CARBON	1.687.058	8
PETROLEO	1.872.654	9
URANIO	979.620	4
TOTAL	21.959.214	100

Fuente: Balance Nacional de Energía – 2000, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía



**Fig. 2.2.- Reservas Probadas de Energía Comercial en el Perú Año 2000.**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2000, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía

En la figura 2.2 se puede identificar la magnitud de las reservas probadas de energía comercial en el Perú al año 2000. En ella observamos la importancia que tiene el Gas Natural por ser la reserva más abundante del país, sin embargo no debemos dejar de considerar el hecho de que si bien la segunda reserva es la Hidroenergía, ésta es energía renovable, por lo que prevalece la importancia de su desarrollo sobre las demás.

### 2.2.2.-Reservas Probadas de Gas Natural en Sudamérica

La tabla 2.3 y la figura 2.3 son importantes por permitirnos visualizar cuán significativas son nuestras reservas de gas natural comparadas con las de los demás países de la región. Las reservas peruanas son suficientes para nuestro reducido tamaño de mercado, sin embargo, debemos mantener correcta la perspectiva, ya que no tenemos unas reservas

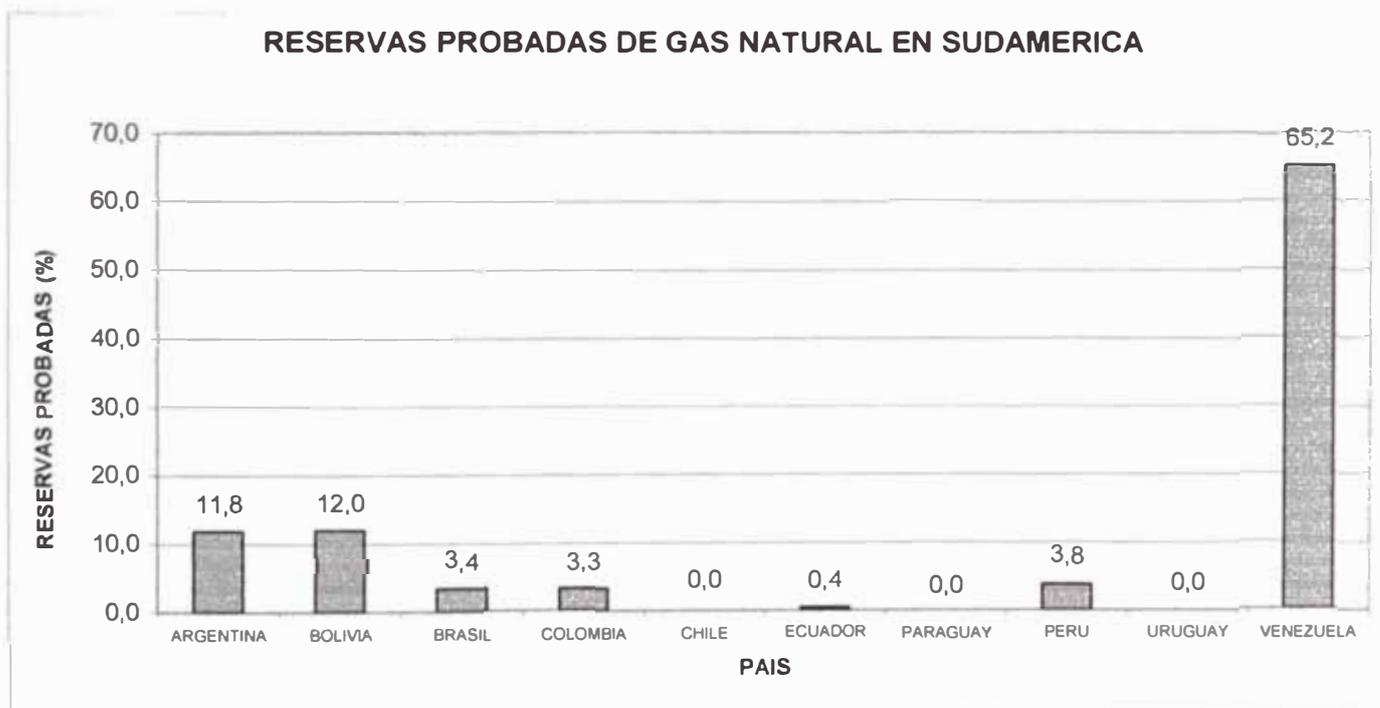


muy grandes o inagotables. Nosotros representamos la cuarta reserva más importante de la región, muy por debajo de las reservas de Venezuela, Argentina y Bolivia.

**Tabla 2.3**  
**Reservas Probadas de Gas en Sudamérica Año 2001**

PAIS	RESERVAS		ESTRUCTURA
	X 10 <sup>9</sup> (M <sup>3</sup> )	(TJ)	(%)
ARGENTINA	763.5	26'417,100	11.8
BOLIVIA	774.8	26'808,080	12.0
BRASIL	219.8	7'605,080	3.4
COLOMBIA	213.0	7'369,800	3.3
CHILE	0.0	0	0.0
ECUADOR	28.5	986,100	0.4
PARAGUAY	0.0	0	0.0
PERU	245.1	8'480,460	3.8
URUGUAY	0.0	0	0.0
VENEZUELA	4200.0	145'320,000	65.2
<b>TOTAL</b>	<b>6444.7</b>	<b>222'986,620</b>	<b>100.0</b>

Fuente: Estadísticas Energéticas 2001 de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).



**Fig. 2.3.- Reservas Probadas de Gas Natural en Sudamérica.**  
 Fuente: Estadísticas Energéticas 2001 de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). – Diagramación propia.



2.2.3.- Producción de Gas en Sudamérica

Tabla 2.4  
 Producción de Gas en Sudamérica - Año 2001

PAIS	PRODUCCION		ESTRUCTURA	(RESERVAS/PRODUCCION)
	X 10 <sup>6</sup> (M3)	TJ	%	AÑOS.
ARGENTINA	42718.6	1478063.6	37.4	17.90
BOLIVIA	7074.8	244788.1	6.2	109.50
BRASIL	12098.2	418597.7	10.6	18.20
COLOMBIA	8497.0	293996.2	7.4	25.10
CHILE	2582.2	89344.1	2.3	0.00
ECUADOR	1038.3	35925.2	0.9	27.40
PARAGUAY	0.0	0.0	0.0	0.00
PERU	1960.6	67836.8	1.7	125.00
URUGUAY	0.0	0.0	0.0	0.00
VENEZUELA	38280.9	1324519.1	33.5	109.70
<b>TOTAL</b>	<b>114250.6</b>	<b>3953070.76</b>	<b>100.0</b>	

Fuente: Estadísticas Energéticas 2001 de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE)

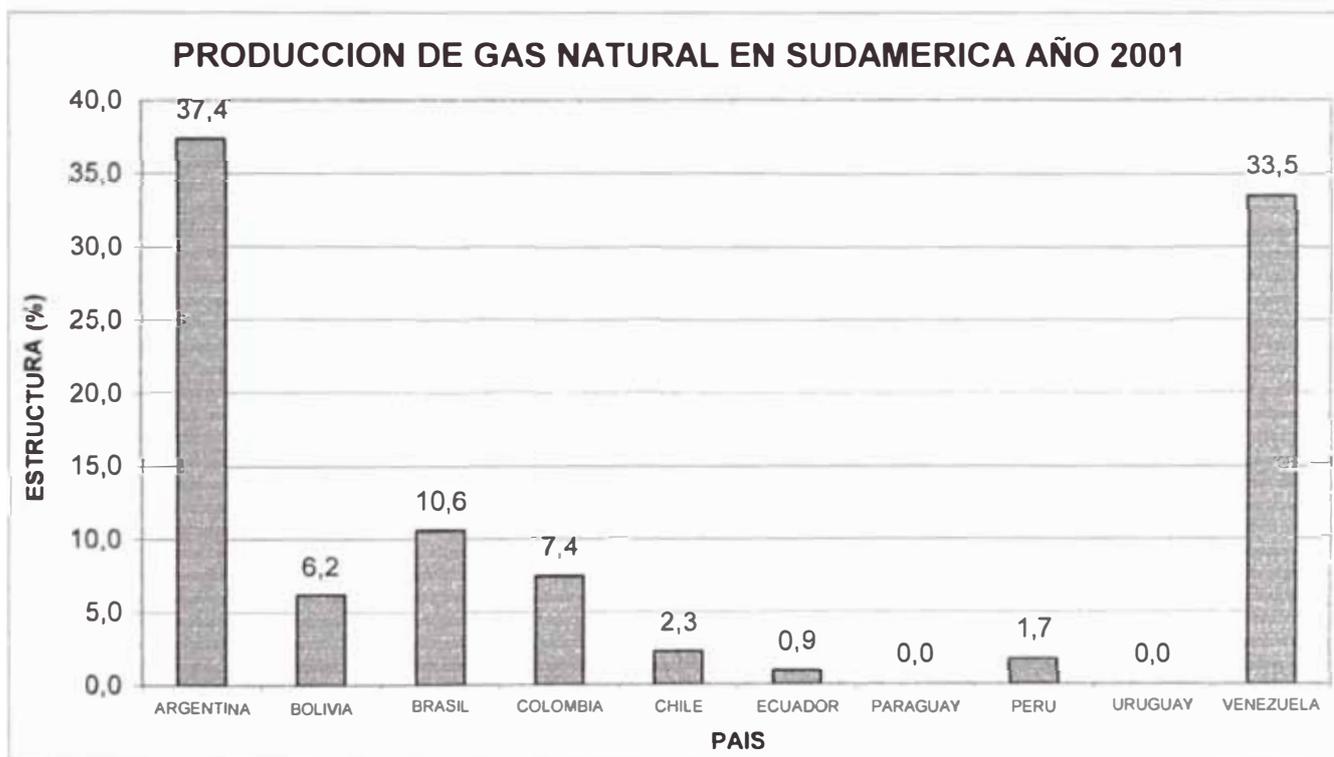
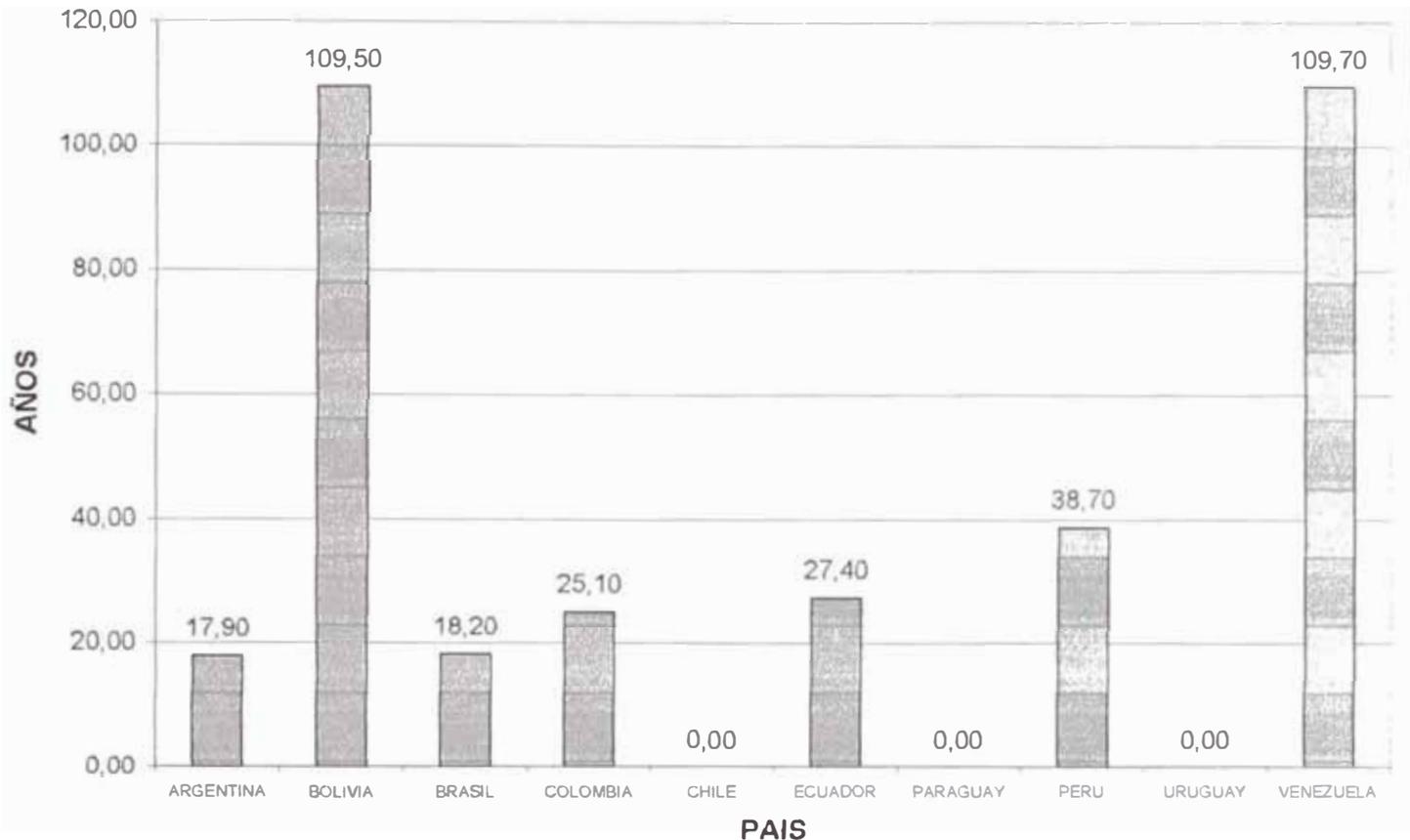


Fig. 2.4.- Producción de Gas Natural en Sudamérica - Año 2001  
 Fuente: Estadísticas Energéticas 2001 de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). – Diagramación propia.



## HORIZONTE DE PRODUCCION DE GAS NATURAL EN SUDAMERICA



**Fig. 2.5.- Horizonte de Producción de Gas Natural en Sudamérica**  
 Fuente: Estadísticas Energéticas 2001 de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). – Diagramación propia.

La tabla 2.4 y la figura 2.4 presentan la información sobre la producción de gas natural en Sudamérica.

La figura 2.5 nos grafica el Horizonte de Producción de Gas Natural de los países de Sudamérica, lo cual significa cuantos años podrían seguir produciendo gas natural a los actuales regímenes de producción. Este dato es muy importante, ya que nos permite visualizar como Argentina, que es un país con una de las reservas más importantes de gas de la región, al ritmo de producción actual su horizonte sería muy reducido, apenas 17.9 años, lo que significa que tendría necesariamente que cumplir con su anunciada reducción



de exportación de gas natural que viene realizando a Chile. Por otro lado, Brasil que tiene un importante nivel de consumo, tiene un horizonte de 18.2 años, lo que haría necesariamente que tenga que importar mayores cantidades de dicho combustible. Esto hace que el futuro no mediato, el mercado de la región se vuelva prometedor para Bolivia, que si bien en la fecha tiene muchos problemas para definir su política hidrocarburífera, es innegable que sus países fronterizos, como lo son Argentina, Chile y Brasil necesariamente en no más de una década, tendrán que voltear hacia él para requerir de sus importantes exportaciones de gas natural. Será entendemos, la necesidad de revalorizar sus reservas de gas natural, las que harán que Bolivia coloque sus recursos en mercados de ultramar, lo que podría significar para la región, la posibilidad de perder importantes reservas que serían útiles en un futuro mediato. Si en el Futuro Chile o Argentina estarían en posibilidad de importar LNG, eso dependerá de la oferta que pudieran encontrar cerca de sus fronteras, especialmente a la oferta que Bolivia o el Perú les pudieran brindar. Es posible que dentro de su proyección de mercado ambos países consideren la Importación de LNG, debido principalmente a los hábitos de consumo de gas que su población ha desarrollado a través de los años.

#### **2.2.4.-Consumos de Gas Natural en Sudamérica**

La tabla 2.5 y la figura 2.6 nos indican los niveles de consumo de gas natural de los principales países de Sudamérica. Es importante destacar los consumos de Argentina y Venezuela, comparados con Brasil, lo que significa que pese a su menor población, sus niveles de consumo per cápita son mayores.

En el caso de Argentina, su nivel de consumo es el más alto de Sudamérica, por lo que es un punto referencial para identificar sus hábitos de consumo, de manera que al ubicar sus fortalezas y debilidades de su mercado, nos permitiría identificar sus agentes motivadores que favorecen el desarrollo del mercado, los cuales podrían ser sujetos de estudio para su adecuación y posterior aplicación en nuestro país.



Tabla 2.5

Consumo de Gas Natural en Sudamérica Año 2001

PAIS	CONSUMO		ESTRUCTURA %
	X 10 <sup>6</sup> (M3)	TJ	
ARGENTINA	26143.0	904547.8	44.3
BOLIVIA	731.0	25292.6	1.2
BRASIL	7607.0	263202.2	12.9
COLOMBIA	4387.0	151790.2	7.4
CHILE	2264.0	78334.4	3.8
ECUADOR		0.0	0.0
PARAGUAY		0.0	0.0
PERU	210.0	7266.0	0.4
URUGUAY		0.0	0.0
VENEZUELA	17628.0	609928.8	29.9
<b>TOTAL</b>	<b>58970.0</b>	<b>2040362</b>	<b>100.0</b>

Fuente: La información ha sido extraída de los organismos extranjeros pares al Ministerio de Energía y Minas en el Perú.

CONSUMO DE GAS NATURAL EN SUDAMERICA

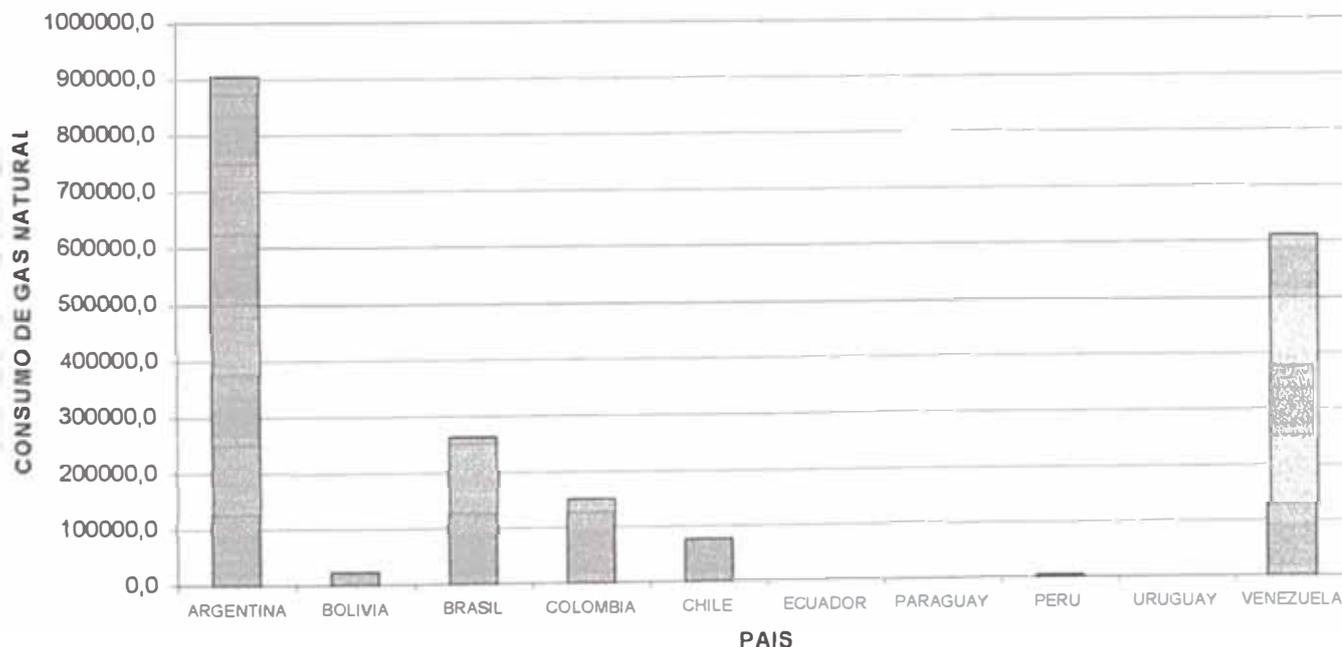


Fig. 2.6.- Consumo de Gas Natural en Sudamérica

Fuente: La información ha sido extraída de los organismos extranjeros pares al Ministerio de Energía y Minas en el Perú.



### 2.2.5.-Costos del Gas en Sudamérica

La tabla 2.6 y la figura 2.7 nos permiten resaltar que los países que tienen los precios más altos son Brasil, Chile, Perú, Paraguay y Uruguay, países que no son productores de GLP.

Para el caso del Perú, esta situación se va a revertir debido a que con la explotación de Camlsea se incrementará la producción de GLP, lo que conlleva a exportar en lugar de importar, ocasionando como consecuencia que el precio del GLP disminuya a los niveles de precios de los países productores.

**Tabla 2.6**  
**Costo de Gas en Sudamérica - Año 2002**

PAIS	COSTOS
	U.S.\$/Kg. GLP
ARGENTINA	0,28
BOLIVIA	0,29
BRASIL	0,89
COLOMBIA	0,34
CHILE	0,66
ECUADOR	0,11
PARAGUAY	0,47
PERU	0,77
URUGUAY	0,67
VENEZUELA	0,17
<b>Costo Promedio</b>	<b>0,47</b>

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG



**Fig. 2.7.- Costo del GLP en Sudamérica - Año 2003.**

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG



### **2.3.- Evolución del Consumo de Gas en el Perú por Sub-Sectores de Consumo: Comentarios y Análisis de su Competitividad y Eficiencia**

Si bien es cierto que el objetivo de la tesis es buscar una estrategia que permita desarrollar el mercado del gas en el Perú, para poder definir el objetivo, primero debemos definir en que punto exacto del camino nos encontramos, y como fue la trayectoria que nos llevó a encontrarnos en este punto. Es así como para nosotros resulta muy importante identificar cómo llegamos, cuáles fueron nuestras tendencias de variación del mercado del gas natural, porque de ellas podremos obtener la proyección de nuestro desplazamiento futuro, y qué medida nos demandará mayor o menor esfuerzo para su implementación.

Es por ello que resulta imprescindible identificar en los últimos años por Sub-Sectores, cuál fue el consumo del gas natural, cuál fue su proporción en la estructura de participación por fuentes y los hábitos correspondientes de consumo.

La importancia de conocer en el tiempo los consumos de gas natural, radica en que de esta manera identificaríamos si el consumo fue creciendo, disminuyendo o se mantuvo constante pese a la variación de la oferta de este recurso.

El conocer la proporción de consumo de este recurso en comparación con los demás, es lo que nos permitiría identificar qué tan atractivo representaba para los diferentes Sub-Sectores su consumo.

Asimismo, identificar los hábitos de consumo representaría uno de los principales objetivos, porque de ellos podemos seleccionar qué políticas serían las más eficaces y eficientes para fomentar en los diferentes Sub-Sectores, el crecimiento del mercado.

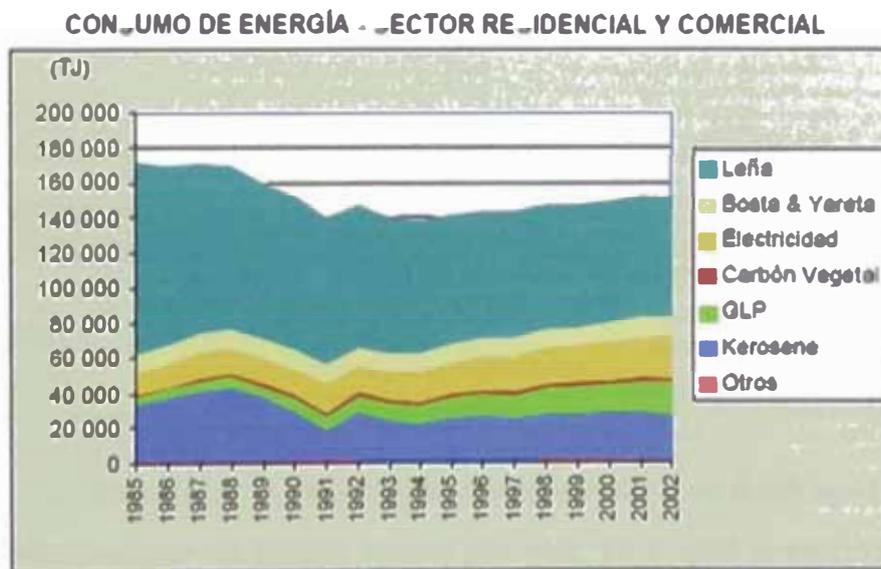


Es por ello que de acuerdo a las razones indicadas en los párrafos que se anteceden, a continuación procederemos a realizar una visión de los consumos y hábitos históricos de los diferentes Sub-Sectores:

### 2.3.1.-Sub-Sector Residencial y Comercial

El consumo de energía en el sector residencial y comercial bajó a una tasa anual de 0,7% durante 1985-2002. La leña continúa predominando en la estructura de consumo, siendo utilizada principalmente en cocción con eficiencia cercana al 10%. En cuanto a los hidrocarburos la demanda por GLP ha incrementado su participación en el consumo de energía mientras que la del kerosene viene disminuyendo, en el caso de electricidad su participación sigue incrementándose.

(a).- Consumo de energía por fuentes

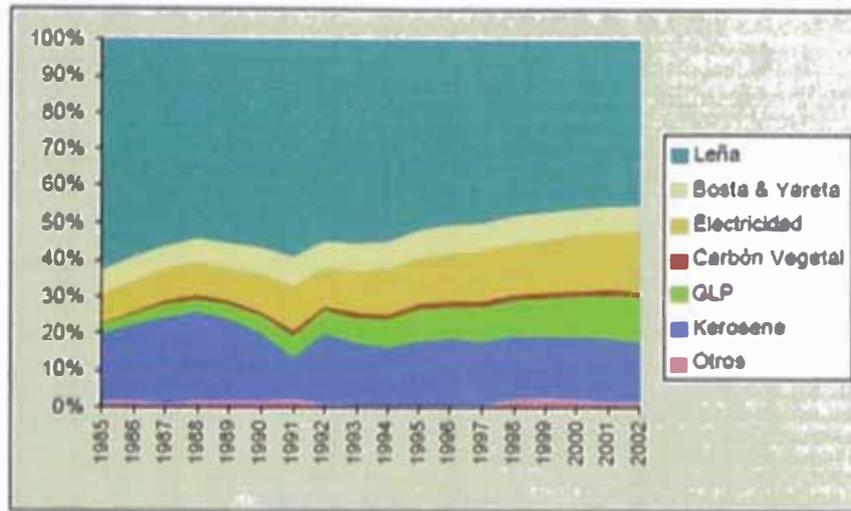


**Fig. 2.8.- Consumo de Energía – Sub-Sector Residencial y Comercial**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía



(b).- Estructura de participación por fuentes

**E ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN POR FUENTE**



**Fig. 2.9.- Estructura de Participación por Fuentes - Sub-Sector Residencial y Comercial**  
 Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.7**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Residencial y Comercial**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Como fuente de calor en el uso doméstico en cocinas, hornos, termas y calentadores	X	
	Sistemas de calefacción		X
	Comercial (Panaderías, lavanderías, restaurantes, hoteles y hospitales)		X

Se considera que el uso inmediato que se le pudiera dar al gas natural es como fuente de calor en los hogares (cocinas y termas). En el futuro se espera que el uso del gas se extienda a los sistemas de calefacción, ya que por su menor precio se le podría dar nuevos usos, incidiendo así en la mejora de la calidad de vida de la población.

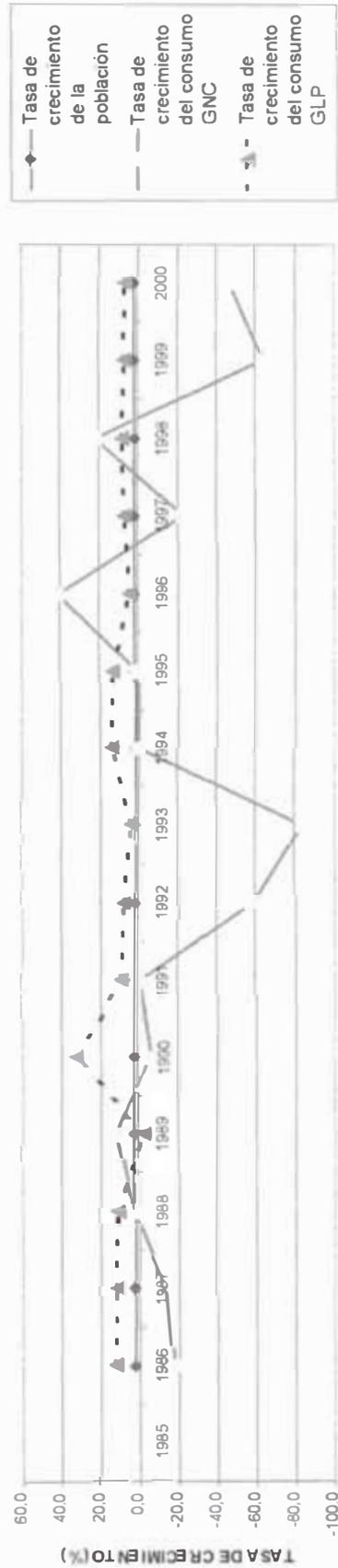


2.3.1.(d).- CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.8  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: RESIDENCIAL Y COMERCIAL

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residencial y comercial GNC	2552	2092	1799	1841	2050	1925	1925	795	126	126	126	178	137	167	60	32
Residencial y comercial GLP	4477	4979	5523	6108	5941	7824	8494	9121	9456	10711	12092	12594	13458	14534	15526	16507
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,131	0,105	0,088	0,089	0,097	0,089	0,088	0,036	0,006	0,005	0,005	0,007	0,006	0,007	0,002	0,001
Consumo GLP por Habitante	0,230	0,250	0,272	0,294	0,281	0,363	0,387	0,408	0,416	0,463	0,514	0,526	0,552	0,586	0,615	0,643
Tasa de crecimiento de la población		2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Tasa de crecimiento del consumo GNC		-18,0	-14,0	2,3	11,4	-6,1	0,0	-58,7	-84,2	0,0	0,0	41,3	-23,0	21,9	-64,1	-46,7
Tasa de crecimiento del consumo GLP		11,2	10,9	10,6	-2,7	31,7	8,6	7,4	3,7	13,3	12,9	4,2	6,9	8,0	6,8	6,3

TASA DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION Y EL CONSUMO DEL GAS NATURAL Y GLP EN EL PERU SUB-SECTOR RESIDENCIAL Y COMERCIAL



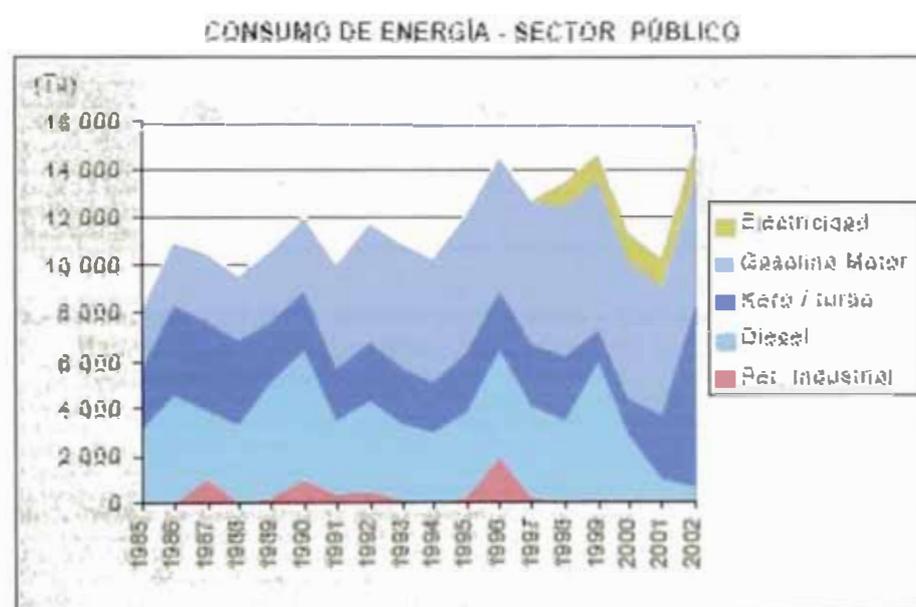
Fuente: Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.2.- Sub-Sector Público

El consumo de energía en el sector público durante 1985-2002 creció a una tasa anual de 1,5%, principalmente por un aumento en el consumo de la gasolina motor. Asimismo, cabe destacar que el consumo de diesel ha disminuido en este periodo.

(a).- Consumo de energía por fuentes

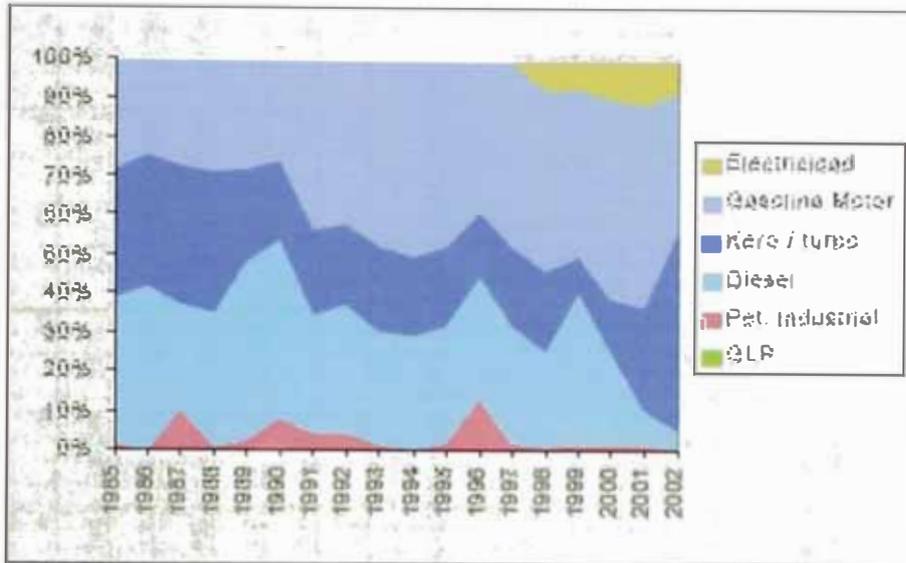


**Fig. 2.10.- Consumo de Energía – Sub-Sector Público**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes

ESTRUCTURA DE PARTICIPACIÓN POR FUENTES



**Fig. 2.11.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Público**  
 Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía

(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.9**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Público**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR PUBLICO	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Combustible para vehículos		X
	Como fuente de calor		X
	Sistema de calefacción		X

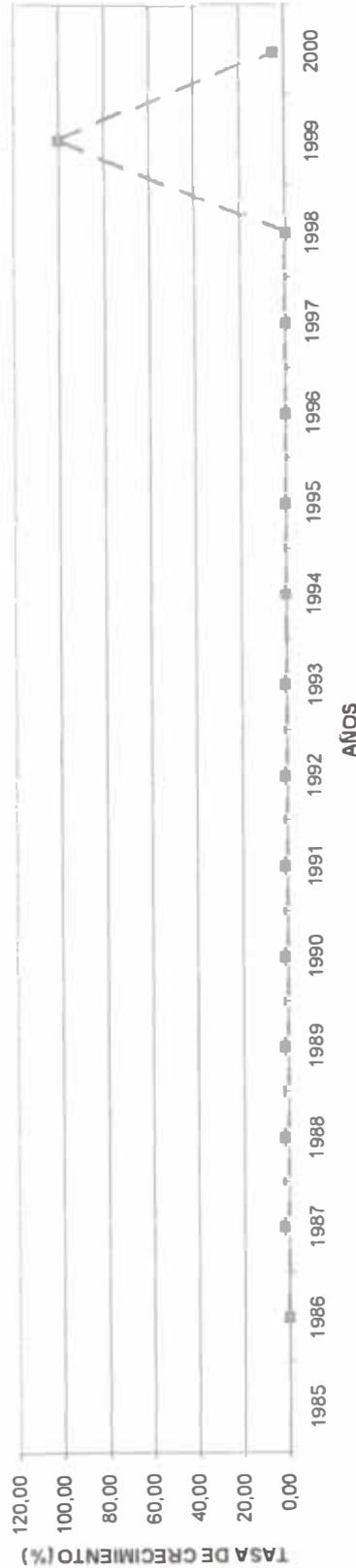


2.3.2.(d).- CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.10  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: PUBLICO

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Público GNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Público GLP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8	16	17
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo GLP por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,001	0,001
Tasa de crecimiento de la población		2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Tasa de crecimiento del consumo GNC		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tasa de crecimiento del consumo GLP		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	100,0	6,3

TASA DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION Y EL CONSUMO DEL GAS NATURAL Y GLP EN EL PERU SUB-SECTOR PUBLICO



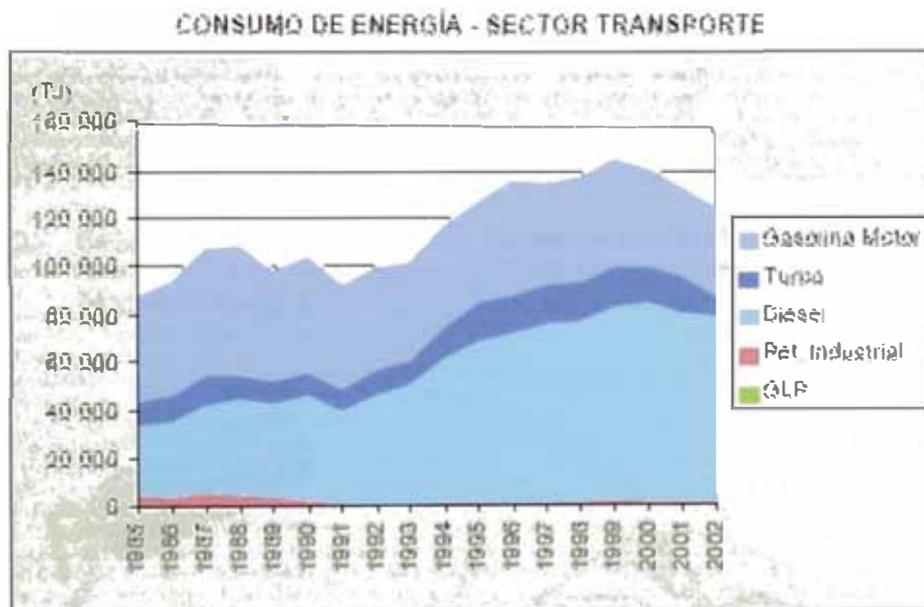
Fuente Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.3.-Sub-Sector Transporte

Durante 1985-2001 el consumo de energía en el sector transporte creció a una tasa de 2,6% anual, destacándose la penetración del diesel en el transporte carretero, mientras que la gasolina motor viene disminuyendo, así mismo disminuye el consumo del petróleo industrial dentro de la estructura de consumo de este sector.

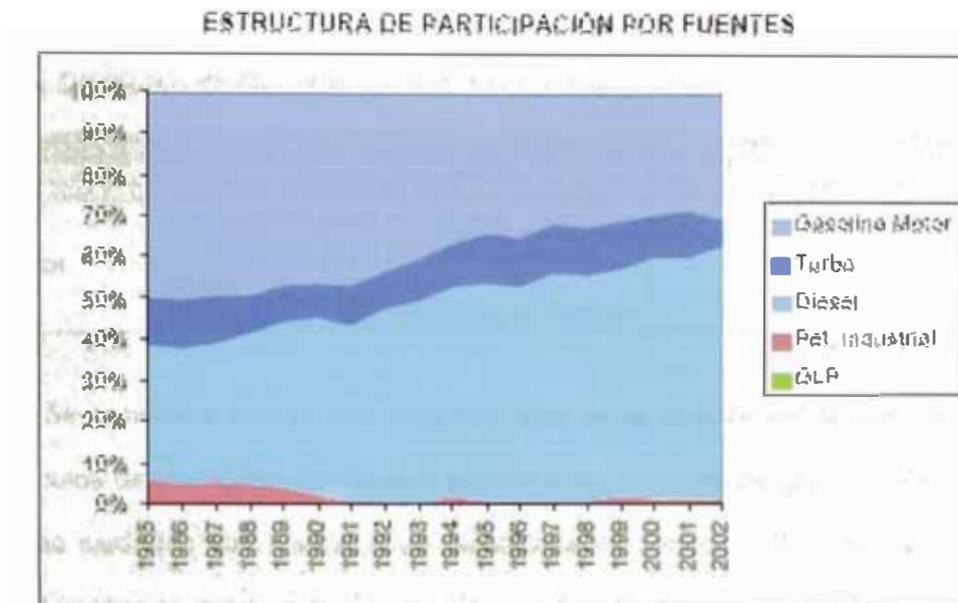
(a).- Consumo de energía por fuentes



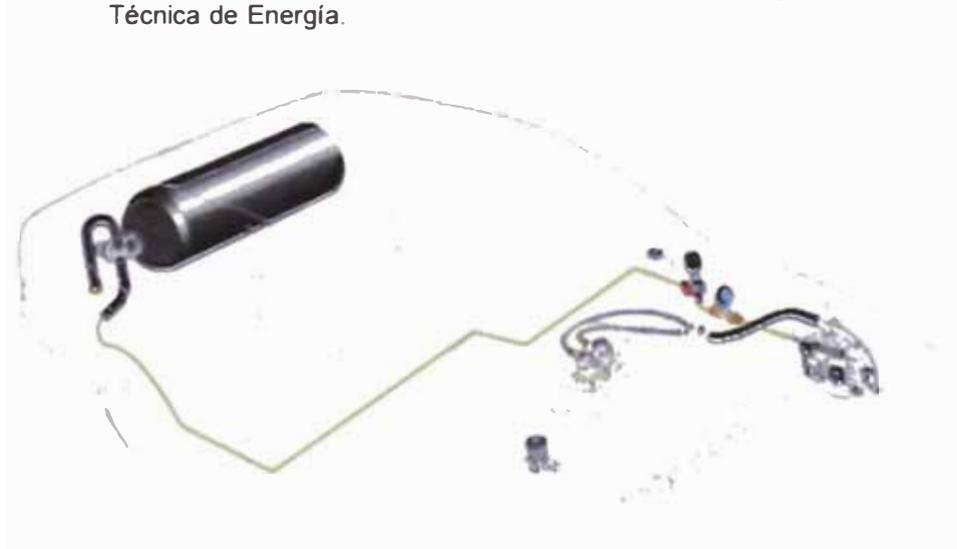
**Fig. 2.12.- Consumo de Energía – Sub-Sector Transporte**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes



**Fig. 2.13.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Transporte**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



**Fig. 2.14.- Vehículo con instalación de GNC.**



(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.11**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Transporte**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR TRANSPORTE	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Combustible para vehículos		X
	Combustible para motores fuera de borda		X
	Combustible para vehículos menores		X

Se considera que el uso inmediato que se le pudiera dar al gas sería en los vehículos de transporte de servicio público o en unidades de gran circulación dentro de las ciudades que cuenten con estaciones de servicio. Sin embargo, la mayor problemática lo representa la reducida cantidad de estaciones surtidoras que en un inicio se instalarían, motivado por los elevados costos de inversión que se tiene que realizar, que en promedio asciende a la suma de US\$ 450,000 dólares americanos por estación<sup>1</sup>. Debido a que una de las limitaciones más importantes para la construcción de estaciones es la cercanía que deberían tener a los ductos de gas, existe a la fecha una alternativa viable que son los gasoductos virtuales<sup>2</sup>. Estos son contenedores que pueden ser cargados en lugares distantes y trasladados a estaciones de distribución que se encuentren alejados de los ductos de la red de distribución.

Si bien a la fecha Aguaytia Energy viene desarrollando el mercado de consumo de GLP en la Zona de Pucallpa, dirigido a los vehículos menores y embarcaciones con motores fuera de borda, sin descartar de plano esta alternativa, considero que el

<sup>1</sup> Fuente: Exposición del economista: HERNAN DIAZ-DEL-CASTILLO G."El Gas Natural en Colombia" presentada en Bogotá, 19 de febrero de 2003 en la facultad de economía de la Universidad Nacional de Colombia.

<sup>2</sup> Los Gasoductos Virtuales ya se encuentran a la fecha en operación. Una de las empresas con mayor experiencia en este tipo de sistemas es la empresa Argentina Galileo, cuya página web es [www.galileoar.com](http://www.galileoar.com)

elevado peso del equipo de almacenaje y las elevadas presiones con que trabaja este sistema, lo harían muy dificultoso que se pueda aplicar en dichos motores pequeños.

A continuación se muestra un gráfico del circuito del sistema de estaciones abastecidas por gasoductos virtuales.



**Fig. 2.15.- Instalación de una Estación de Servicio con Gasoducto Virtual**  
 Fuente: GNC Galileo S.A. Argentina. [www.galileoar.com](http://www.galileoar.com) – enero 2004



*Detalle de Maquinas ST, montadas sobre el trailer del camión*

**Fig. 2.16.- Instalación de una Estación de Servicio con Gasoducto Virtual**  
 Fuente: GNC Galileo S.A. Argentina. [www.galileoar.com](http://www.galileoar.com) – enero 2004

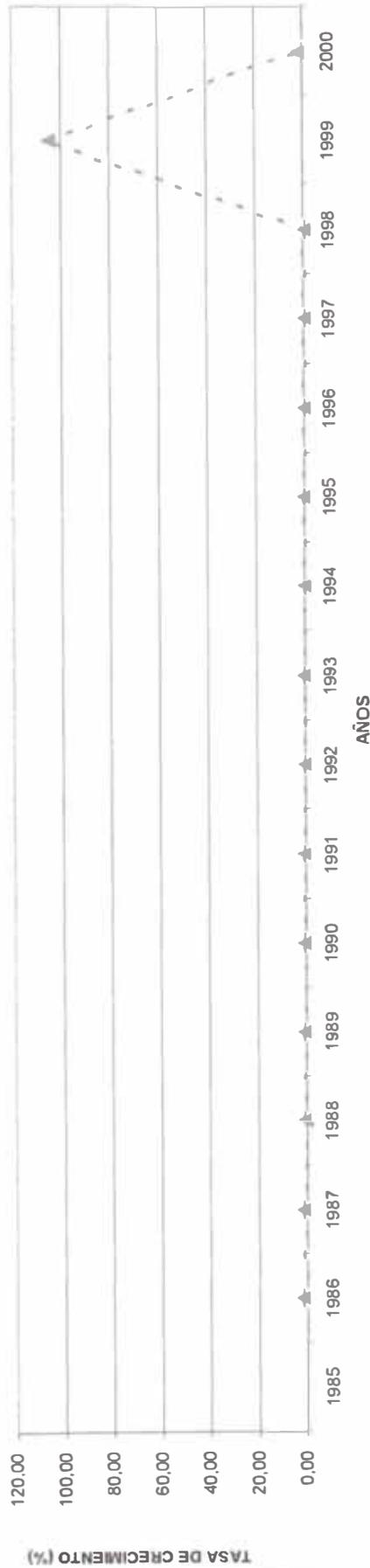


CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.12  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: TRANSPORTE

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Transporte GNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte GLP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	204	418	425
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo GLP por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,008	0,017	0,017
Tasa de crecimiento de la población		2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7
Tasa de crecimiento del consumo GNC		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tasa de crecimiento del consumo GLP		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	104,9	1,7

TASA DE CRECIMIENTO DE LA POBLACION Y EL CONSUMO DEL GAS NATURAL Y GLP EN EL PERU SUB-SECTOR TRANSPORTE



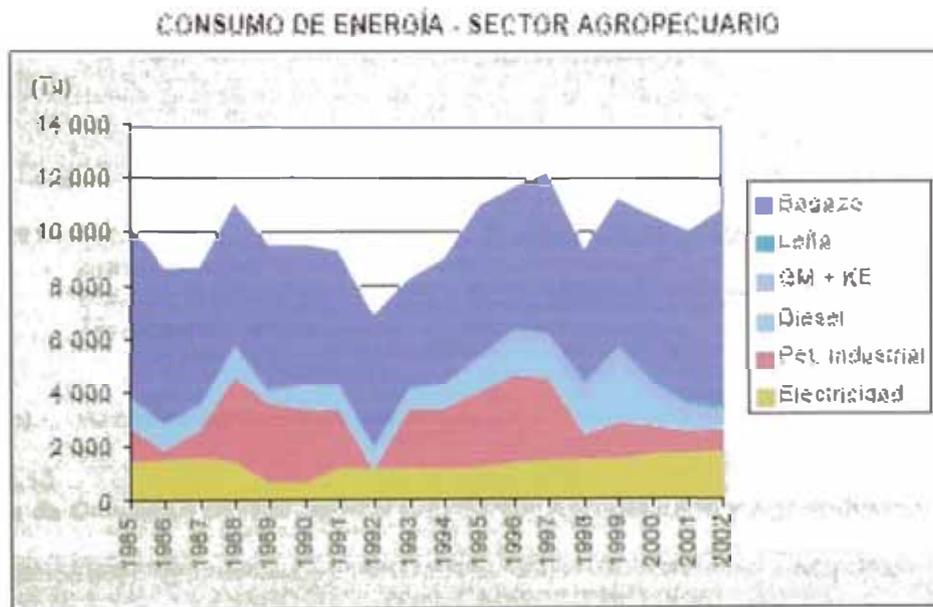
Fuente. Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.4.-Sub-Sector Agropecuario y Agroindustrial

En el período 1985-2002 el consumo de energía en el sector agropecuario y agroindustrial bajó a una tasa promedio de 0,1%. En este sector sigue predominando el consumo de bagazo, para la generación de vapor en las calderas de los ingenios azucareros, como un sustituto de los hidrocarburos.

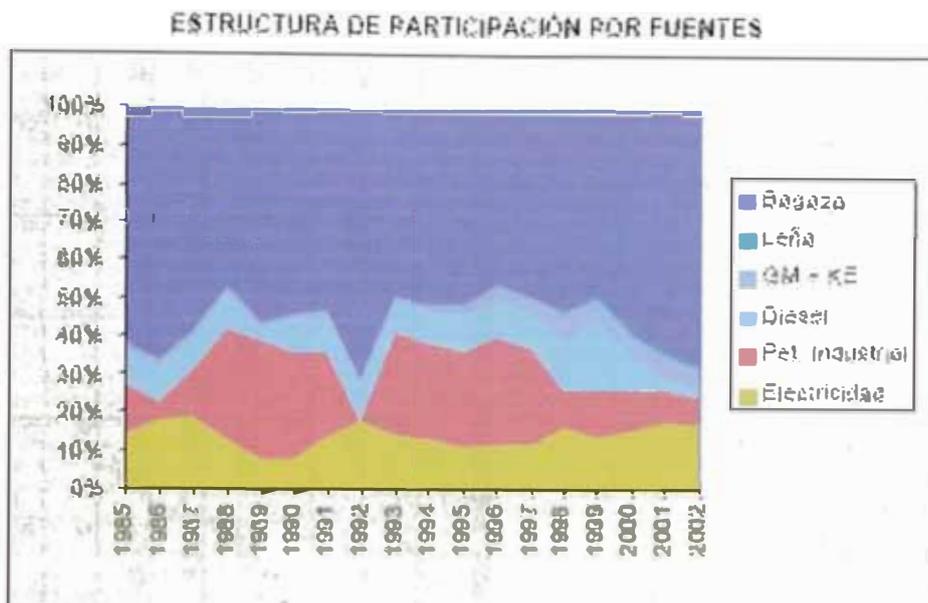
(a).- Consumo de energía por fuentes



**Fig. 2.17.- Consumo de Energía – Sub-Sector Agropecuario**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes



**Fig. 2.18.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Agropecuario y Agroindustrial**

Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.13**

**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Agropecuario y Agroindustrial**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR AGROPECUARIO Y AGROINDUSTRIAL	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Industria azucarera		X
	Secaderos de granos, tabaco, legumbres, etc.		X
	Industria alimentaria		X

El principal motivador para que se fomente el consumo del gas natural y justifique las modificaciones que se tengan que realizar a los sistemas de combustión serán el precio y la disponibilidad de acceso a la red de distribución.

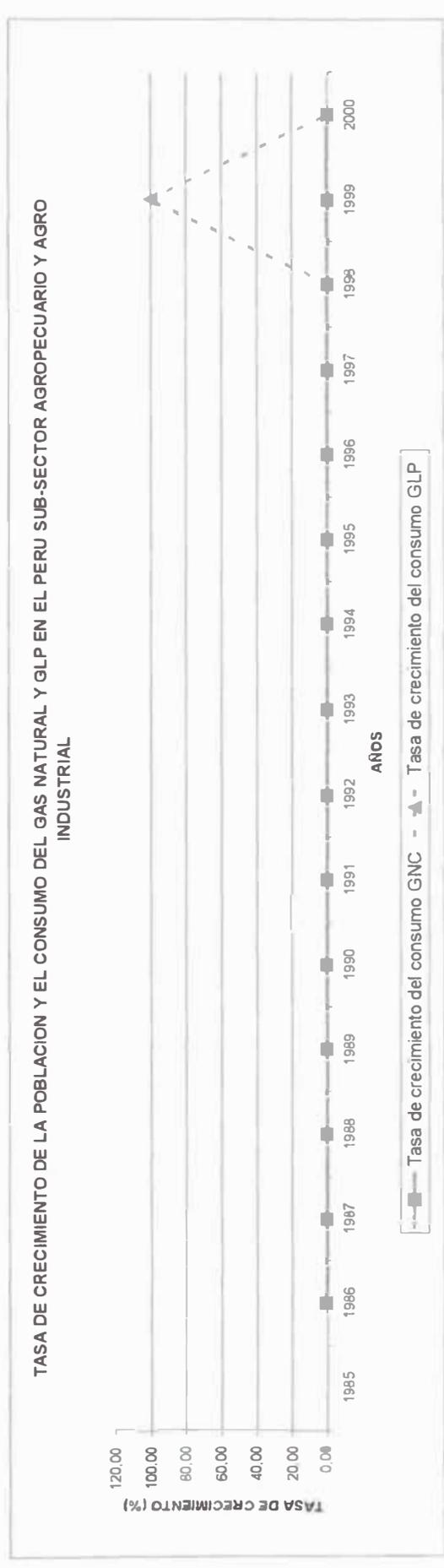
El uso del gas natural contribuirá al ahorro, debido a no mantenerse stocks de combustibles en los tanques de almacenamiento, proporcionando una mayor liquidez por la disponibilidad del dinero que se destinaba al combustible almacenado.



2.3.4.(d).- CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.14  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: AGROPECUARIO Y AGRO INDUSTRIA

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Agropecuario y Agroindustrial GNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agropecuario y Agroindustrial GLP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	4	4
Población en miles	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo GLP por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Tasa de crecimiento de la población	2.2	2.1	2.0	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7
Tasa de crecimiento del consumo GNC	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Tasa de crecimiento del consumo GLP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	100.0	0.0



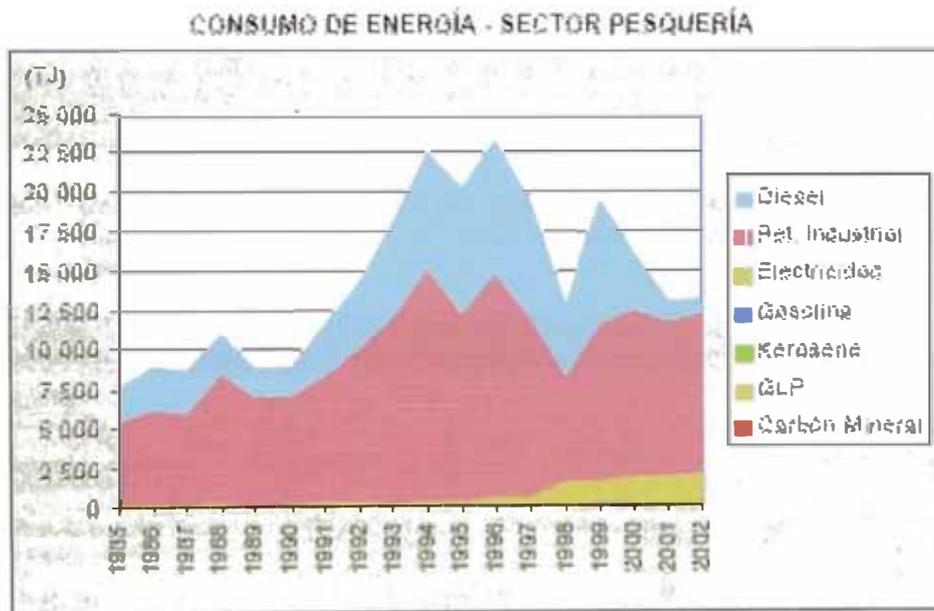
Fuente Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.5.- Sub-Sector Pesquería

En el período 1985-2002 el consumo de energía final en el sector pesquero creció a una tasa anual de 3,3%, siendo el petróleo industrial el de mayor demanda a través de periodo. Cabe destacar el incremento de la participación de la electricidad en este sector.

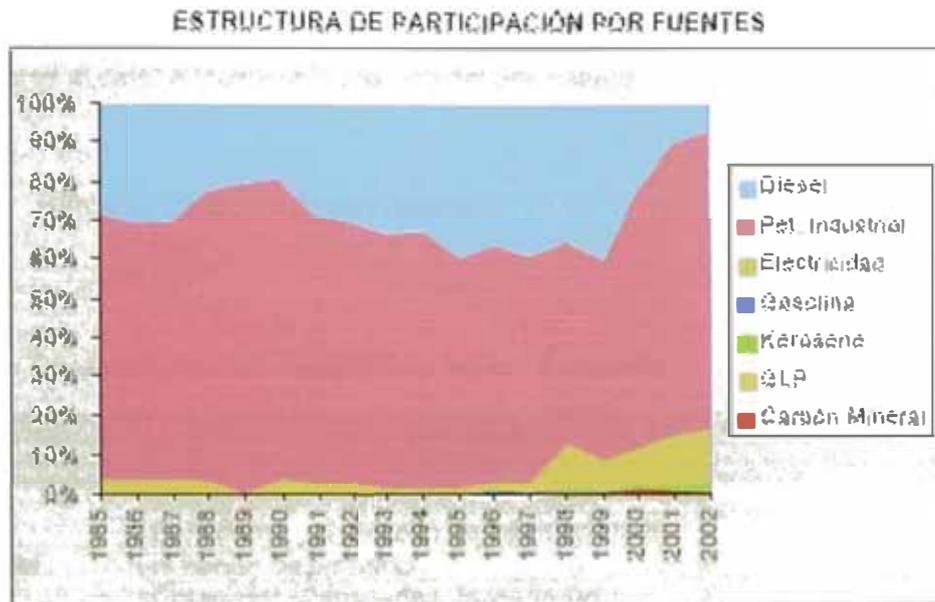
(a).- Consumo de energía por fuentes



**Fig. 2.19.- Consumo de Energía – Sub-Sector Pesquería**  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes



**Fig. 2.20.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Pesquería**  
 Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



**Fig. 2.21.- Proceso de producción de harina de pescado**



En los equipos que consumen calor dentro del proceso de producción de la harina de pescado, se puede reemplazar los equipos por aquellos que consuman y generen el calor a través del consumo del gas natural.

(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.15**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Pesquero**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR PESQUERO	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Calderos para generación de vapor		X
	Secadores del proceso de fabricación de la harina de pescado		X
	Comercial (Panaderías, lavanderías, restaurantes, hoteles y hospitales)		X

El principal motivador para que se fomente el consumo del gas natural y justifique las modificaciones que se tengan que realizar a los sistemas de combustión serán el precio y la disponibilidad de acceso a la red de distribución.

Asimismo, el uso del gas natural contribuye al ahorro de combustible debido a no tenerse que mantener los tanques de combustible con sistemas de calefacción. Asimismo no sería necesario mantener elevados stocks de combustible en tanques de almacenamiento, lo que representa un significativo ahorro en los costos financieros de mantener en los inventarios combustibles inmovilizados.



2.3.5.(d).- CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.16  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: PESQUERO

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Pesquero GNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pesquero GLP	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	4	9	9
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo GLP por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Tasa de crecimiento de la población	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Tasa de crecimiento del consumo GNC	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tasa de crecimiento del consumo GLP	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	125,0	0,0



Fuente: Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.6.- Sub-Sector Minero Metalúrgico

La tasa de crecimiento del consumo de energía en el sector minero metalúrgico fue de 1,7%. El petróleo industrial y la electricidad fueron las fuentes energéticas que presentaron mayor participación, tal como lo muestra el gráfico.2.22.

(a).- Consumo de energía por fuentes

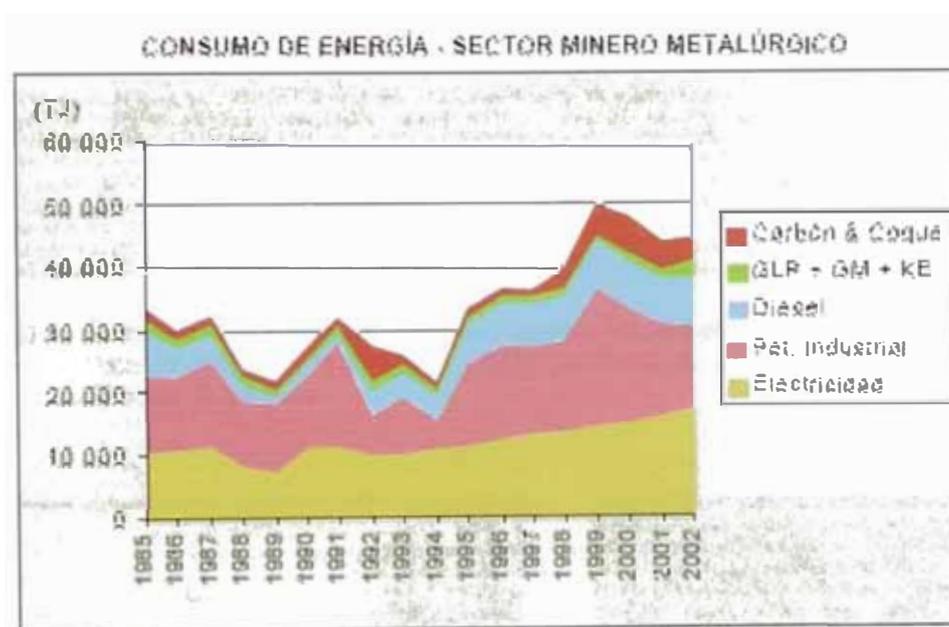
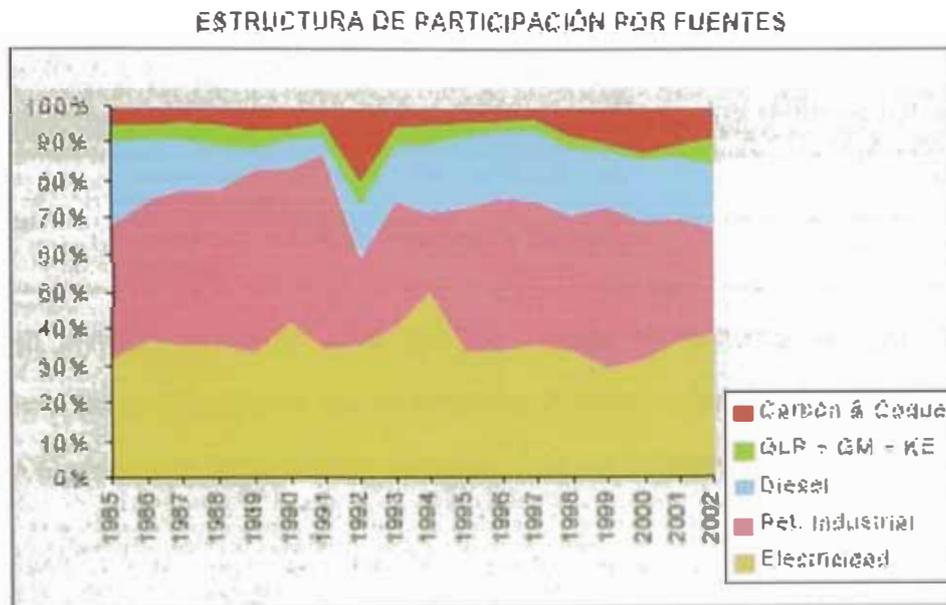


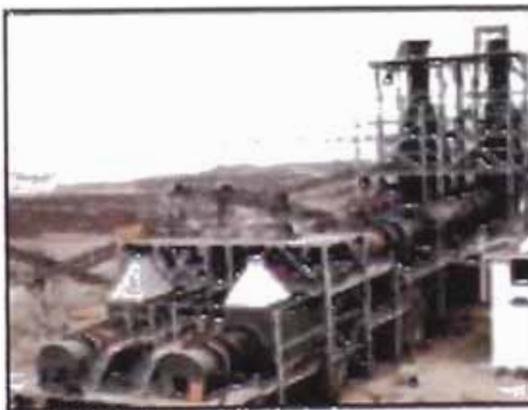
Fig. 2.22.- Consumo de Energía – Sub-Sector Minero Metalúrgico  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes



**Fig. 2.23.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Minero Metalúrgico**  
 Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



**Fig.2.24.- Fotos de una Planta de Hierro Esponja**  
 Fuente: Corporación Aceros Arequipa S.A.- [www.acerosarequipa.com](http://www.acerosarequipa.com) – Enero 2004



(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.17**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Minero Metalúrgico**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR MINERO METALURGICO	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	Como combustible en los hornos de las plantas siderúrgicas		X
	Como insumo en la producción del hierro esponja		X

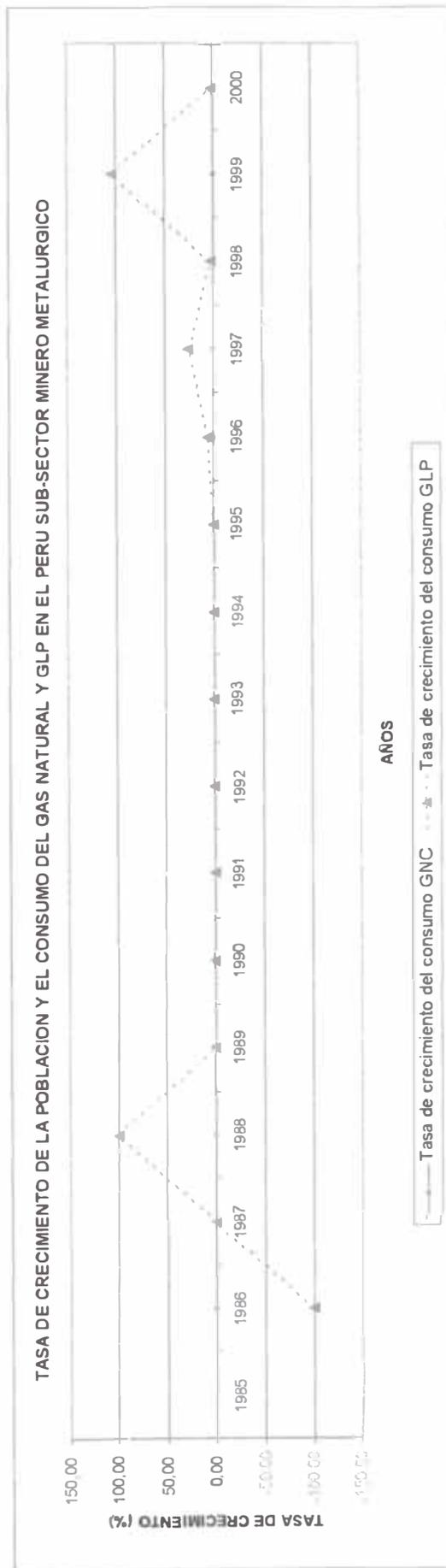
El principal motivador para que se fomente el consumo del gas natural y justifique las modificaciones que se tengan que realizar a los sistemas de combustión, serán el precio y la disponibilidad de acceso a la red de distribución.



2.3.6.(d).- CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)

Tabla 2.18  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Sub-Sector: MINERO METALURGICO

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Minero metalúrgico GNC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minero metalúrgico GLP	84	0	0	84	84	84	84	84	84	84	84	89	111	114	233	237
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Consumo GNC por Habitante	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
Consumo GLP por Habitante	0,004	0,000	0,000	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,004	0,005	0,005	0,009	0,009
Tasa de crecimiento de la población		2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
Tasa de crecimiento del consumo GNC		0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Tasa de crecimiento del consumo GLP		-100,0	0,0	100,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	6,0	24,7	2,7	104,4	1,7



Fuente: Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas - Diagramación propia del autor



### 2.3.7.- Sub-Sector Industrial

El consumo de energía final del sector Industrial durante 1985-2002 se incrementó a una tasa anual de 1,0% como se muestra en la figura 2.25. En este periodo se observa la penetración del carbón mineral, electricidad y petróleo industrial.

(a).- Consumo de energía por fuentes

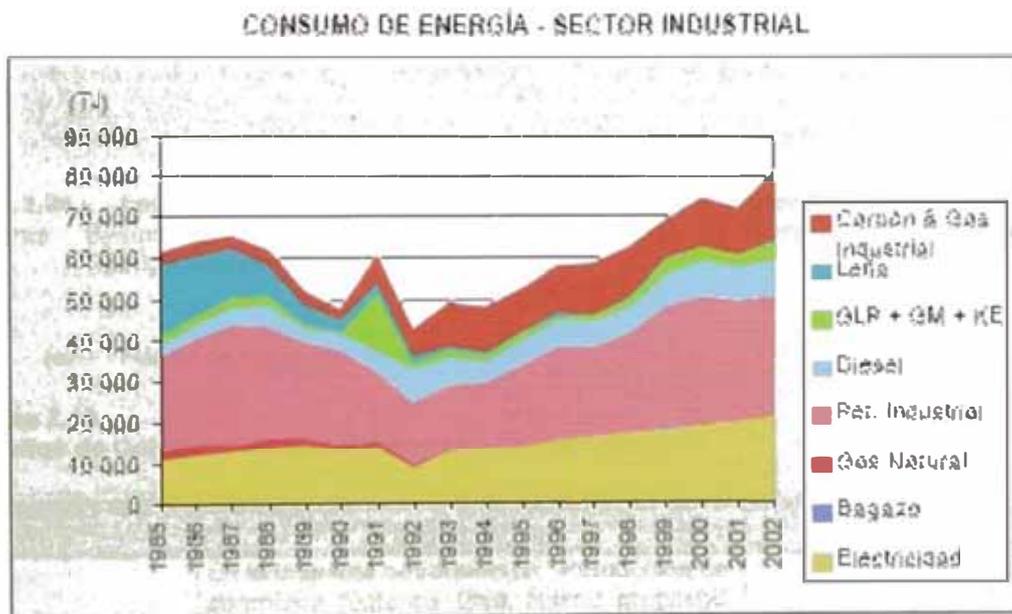
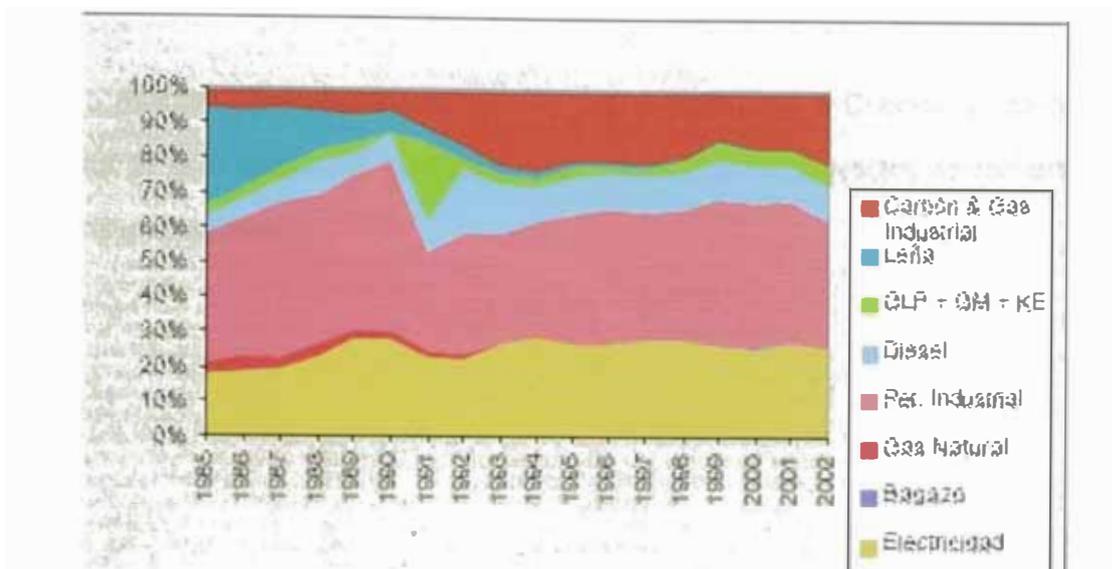


Fig. 2.25.- Consumo de Energía – Sub-Sector Industrial  
Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



(b).- Estructura de participación por fuentes

E TRUCTURA DE PARTICIPACIÓN POR FUENTES



**Fig. 2.26.- Estructura de Participación por Fuentes – Sub-Sector Industrial**  
 Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

(c).- Hábito de consumo de gas natural

**Tabla 2.19**  
**Hábitos de Consumo de Gas Natural Sub Sector Industrial**

COMBUSTIBLE	TIPO DE USO EN EL SUB-SECTOR INDUSTRIAL	ACTUAL	FUTURO
Gas Natural	En la industria petroquímica. Producción de amoníaco, metanos, úrea, etileno, propileno, butileno, etc.		X
	Exportación de GLP y demás productos ligeros		X
	Generación de energía eléctrica		X
	Industria cementera		X
	Industria de los cerámicos		X
	Industria del vidrio		X
	Industria papelera		X
	Industria textil		X
	Industria cervecera y de bebidas gaseosas		X

Al igual que en todos los casos anteriores, el principal motivador para que se fomente el consumo del gas natural y justifique la modificación que se tengan que realizar a los sistemas de combustión, o las elevadas inversiones en el desarrollo de



estas nuevas actividades productivas industriales serán: El precio y la disponibilidad de acceso a la red de distribución.

Asimismo, las normas de incentivo a la inversión que el Gobierno pudiera dar a favor de este sub-sector, podría acelerar la ejecución de proyectos de conversión al consumo del mismo.



#### 2.4.- Costos de la energía en el Perú y su comparación con las diferentes fuentes energéticas

En la tabla 2.21 y la figura 2.27 podemos identificar claramente como la sustitución del uso del gas natural en los diferentes sub-sectores influiría en reducir los costos en más del 60%, lo cual repercute en el poblador común, debido a que indirectamente le aumentaría su capacidad adquisitiva, al tener que destinar menos recursos económicos para cubrir sus consumos de energía.

Por otro lado, para los sectores industriales de las grandes, medianas y pequeñas industrias, repercutiría directamente en reducir sus costos de producción, haciéndolos por ello más eficientes y competitivos, tanto para el mercado interno como para el externo, a través de las exportaciones.

**Tabla 2.21**  
**Costos de la Energía en el Perú y su Comparación con las Diferentes Fuentes Energéticas.**

	UNIDADES	GRAN INDUSTRIA	GENERACION ELECTRICA	MEDIANA INDUSTRIA	COMERCIAL	RESIDENCIAL
RESIDUAL 6	(\$/MMBTU)	4.55	4.55	4.55		
DIESEL 2	(\$/MMBTU)	12.59	8.55	12.59	13.98	
GLP	(\$/MMBTU)	12.84		12.84	17.01	19.38
ENERGIA ELECTRICA	(\$/MMBTU)	15.92		16.99	29.70	33.50
GAS NATURAL	(\$/MMBTU)	3.21	1.95	3.66	10.90	10.90

Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía- OSINERG 2003.



### CUADRO COMPARATIVO DE LOS COSTOS DE LAS DIFERENTES FUENTES DE ENERGIA

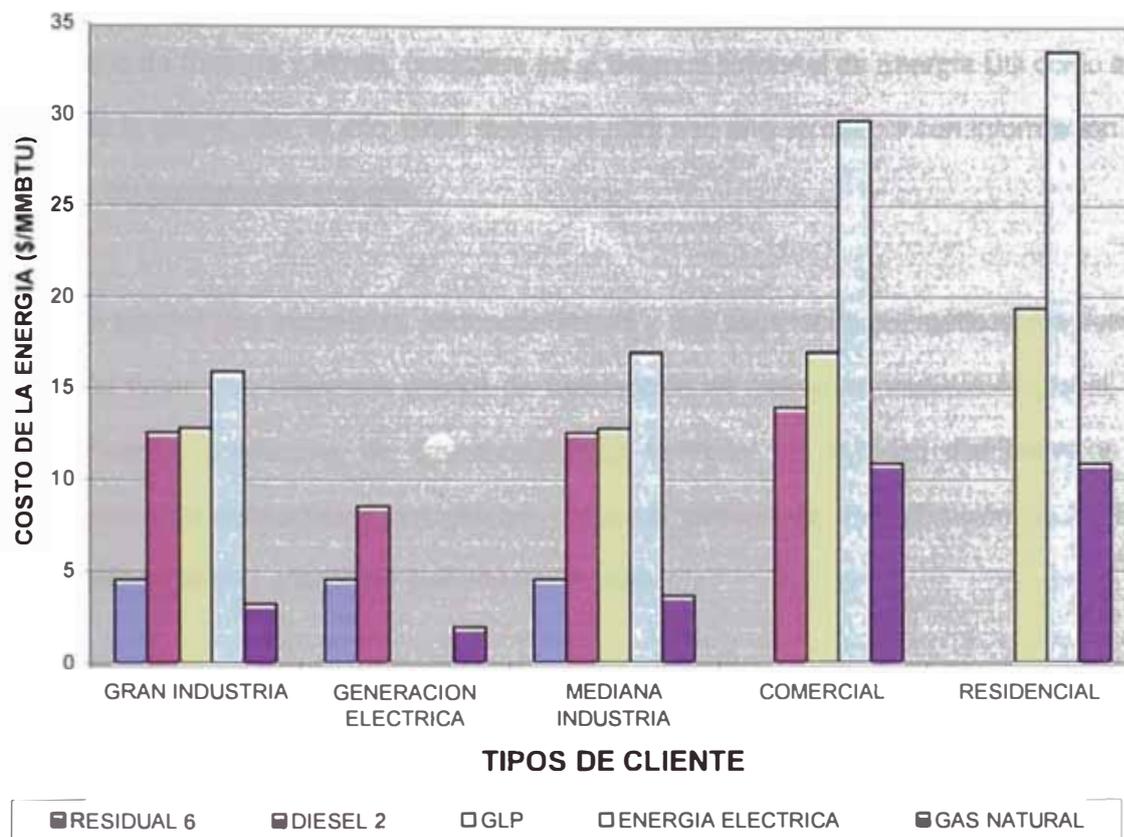


Fig. 2.27.- Cuadro Comparativo de los Costos de las Diferentes Fuentes de Energía  
 Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG. Lima, octubre 2003.



## 2.5.- Proyección del Consumo del Gas en el Perú por Sub-Sectores de Consumo

El Plan Referencial de Energía elaborado por la Oficina Técnica de Energía del Ministerio de Energía y Minas, considera en el Balance Nacional de Energía Útil como año base de la proyección, el año 1998, dado que para ese año se cuenta con información de detalle del consumo de energía.

Se plantea dos escenarios socioeconómicos y dos escenarios energéticos, los cuales tratan el futuro con diferentes grados de satisfacción de metas de crecimiento global, de diversificación productiva, de descentralización territorial, de equidad distributiva y de satisfacción de necesidades energéticas, como así también de diversificación de fuentes de abastecimiento y grados de autoabastecimiento.

En el Escenario I se supone una tasa de crecimiento global de la economía de 3,6% a.a. mientras que en el Escenario II la tasa es de 5,0% a.a., lo que conlleva a un crecimiento del PBI por habitante de 2,1% a.a. y 3,5% a.a. respectivamente.

Por otra parte mientras que las proyecciones del Escenario I suponen una tendencia de relativa continuidad respecto a la distribución espacial del Producto Bruto Interno (PBI); el Escenario II plantea un mayor crecimiento relativo en las Macro-Regiones Norte y Sur, una estabilización de la participación de la Macro-Región Oriente y una pérdida relativa de la participación de la Macro-región Central, lo que permitirá reorientar los procesos migratorios internos y evitar la continuidad o el crecimiento del centralismo.

Desde el punto de vista energético; en el Escenario I se plantea la hipótesis de menores precios internacionales del crudo y los derivados del petróleo que en el Escenario II, y una mayor penetración del gas natural distribuido en el Escenario II para todos los sectores de consumo.



Las proyecciones de los requerimientos de energía por fuente, sector y regiones se realizó en base a los lineamientos socio – económicos y energéticos señalados en los escenarios I y II.

El Ministerio de Energía y Minas utilizó como herramienta el modelo LEAP –2000 (Long – Range Energy Alternative Planning System)<sup>1</sup> configurado por módulos homogéneos y por usos y fuentes de acuerdo a la información del Balance Nacional de Energía Útil 1998 para determinar la penetración y participación de cada fuente en el consumo energético total del módulo homogéneo.

A partir de las proyecciones de los requerimientos de energía y considerando demandas adicionales que pudieran surgir en cuanto a exportación de energéticos, el modelo LEAP 2000 opera los diferentes módulos de abastecimiento y determina de acuerdo a la estructura de los centros de transformación existentes y previstos, los posibles déficit (importaciones) o superávit (exportaciones).

Finalmente, el modelo calcula la producción de fuentes primarias, tanto de recursos no renovables como de renovables y los compara con las reservas y potenciales existentes en el país.

Adicionalmente para el caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) se utilizó el modelo WASP<sup>2</sup> para obtener el programa de expansión óptimo.

Asimismo, para el análisis del abastecimiento de derivados de petróleo se utilizó un modelo de simulación de refinería desarrollado por el Instituto de Economía Energética.

<sup>1</sup> El modelo LEAP-2000 permite realizar el análisis y evaluación de las consecuencias potenciales de los lineamientos de política energética, así como su Aplicación en estudios de mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector energía.

<sup>2</sup> El Modelo WASP sirve para determinar la expansión óptima.



Con relación al Consumo Final de Energía, sobre la base de supuestos de evolución futura de las variables socioeconómicas y energéticas, se prevé que el consumo final de energía neta en el año 2015 oscilará entre 15,986,20 a 18,496,50 miles de toneladas equivalentes de petróleo (TEP), creciendo a una tasa promedio anual de 2,7% y 3,6% en el Escenario I y II, respectivamente.

### CONSUMO FINAL DE ENERGÍA 10<sup>3</sup> TEP

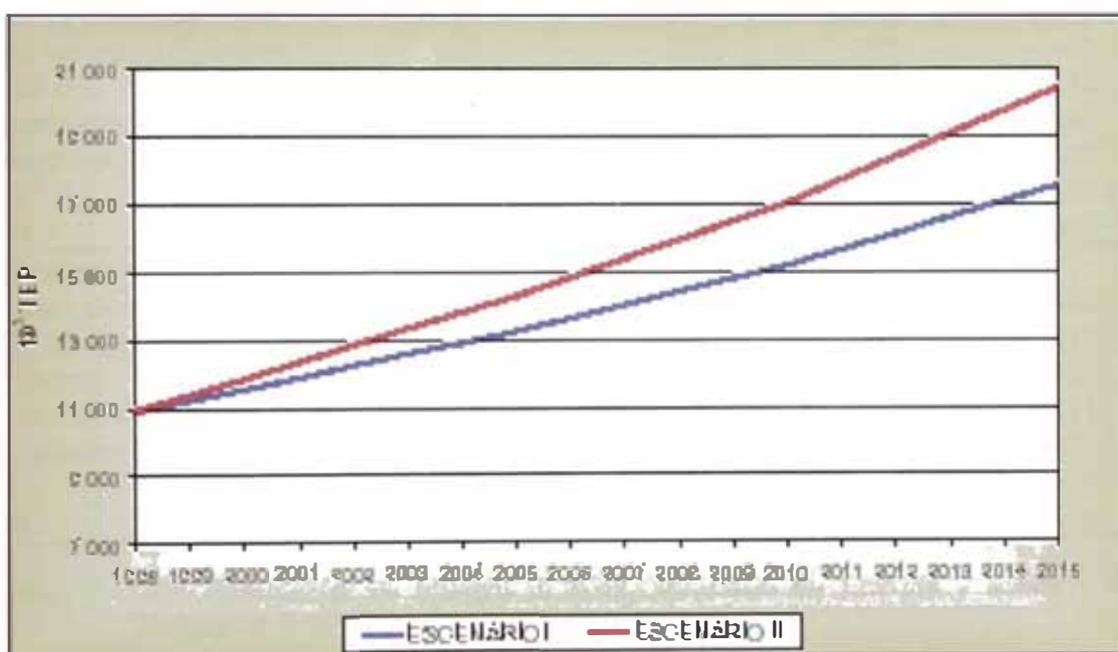


Fig. 2.28.- Consumo Final de Energía (10<sup>3</sup> TEP)

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

Relacionando el consumo de energía con el crecimiento de la población, se observa que el consumo de energía neta por habitante crecería a una tasa promedio anual de 1,23% a 2,10% en el Escenario I y II respectivamente, con lo cual se revertiría la tendencia histórica declinante de este valor.



Lo más destacable en ambos escenarios es la incorporación entre las fuentes más importantes el Gas Distribuido con un 5,9% y 10.14% del mercado total respectivamente en cada escenario, esto debido al fuerte ritmo de expansión resultante para el período 2005-2015 con el desarrollo del yacimiento de Camisea.

**Tabla 2.22**  
**Consumo Final de Energía por Fuentes**

<b>ESCENARIO I</b>				
Biomasa y Dendroenergía	2,116	2,307	2,406	2,541
Carbón Mineral y derivados	357	353	425	448
Electricidad	1,368	1,829	2,248	2,712
Hidrocarburos Gaseosos	4	165	573	947
Hidrocarburos Líquidos	6,243	7,518	8,229	9,250
Solar	51	63	73	87
<b>TOTAL</b>	<b>10,139</b>	<b>12,234</b>	<b>13,955</b>	<b>15,986</b>
<b>ESCENARIO II</b>				
Biomasa y Dendroenergía	2,116	2,428	2,577	2,793
Carbón Mineral y derivados	357	441	466	512
Electricidad	1,368	2,017	2,646	3,391
Hidrocarburos Gaseosos	4	326	1,043	1,871
Hidrocarburos Líquidos	66,243	7,854	8,701	9,822
Solar	51	68	88	108
<b>TOTAL</b>	<b>10,139</b>	<b>13,134</b>	<b>15,520</b>	<b>18,496</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

A nivel de sub-sectores, en los dos escenarios el sub-sector transporte ocupa el primer lugar, seguido del sub-sector residencial y comercial, ambos sub-sectores disminuyen su participación a lo largo del período de proyección debido al uso de fuentes de energía más eficientes.

Los sub-sectores industrial y minero metalúrgico en cambio, continúan ocupando el tercer y cuarto lugar respectivamente, con un incremento paulatino, a través de los años, de su participación en el consumo total, producto este último de un mayor desarrollo de estas actividades, lo cual se puede apreciar en la tabla 2.23.



**Tabla 2.23**  
**Consumo Final de Energía por Sub-Sectores**

<b>ESCENARIO I</b>				
Residencial	3,326	3,754	4,027	4,370
Comercial, Servicios y Público	513	602	731	893
Transporte	3,300	4,038	4,537	5,171
Agropecuaria y Agroindustrial	224	317	403	500
Pesquería	310	409	471	547
Minero Metalúrgico	951	1,381	1,709	1,960
Industrial	1,515	1,734	2,077	2,545
<b>TOTAL</b>	<b>10,139</b>	<b>12,234</b>	<b>13,955</b>	<b>15,986</b>
<b>ESCENARIO II</b>				
Residencial	3,326	3,953	4,296	4,768
Comercial, Servicios y Público	513	639	822	1,043
Transporte	3,300	4,298	4,969	5,686
Agropecuaria y Agroindustrial	224	329	469	824
Pesquería	310	448	539	707
Minero Metalúrgico	951	1,521	2,014	2,409
Industrial	1,515	1,945	2,410	3,060
<b>TOTAL</b>	<b>10,139</b>	<b>13 134</b>	<b>15,520</b>	<b>18,496</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

### 2.5.1.-Sub-Sector Residencial y Comercial

#### Consumo De Energía En El Sub-Sector Residencial y Comercial

El consumo energético neto en el sub-sector Residencial y Comercial muestra un crecimiento anual promedio en todo el período de 1,62 % y 2,14% anual en el Escenario I y II respectivamente. En la tabla 2.24 se incluye la evolución futura de la demanda de energía neta por fuentes para ambos escenarios.



**Tabla 2.24**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Residencial (10<sup>3</sup> TEP)**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Biomasa y Dendroenergía	1980.3	2126.5	2184.5	2263.2	0.8	2239.9	2306.1	2434.4	1.2
Hidrocarburos Líquidos	893.1	10.38	1107.2	1196.3	1.7	1062.3	1083.7	1132.2	1.4
Hidrocarburos Gaseosos	4	9.5	43.4	76.4	18.9	13.7	105.7	180.7	25.1
Solar	45.8	56.2	65.6	78	3.2	61.2	79.7	97.1	4.5
Electricidad	403.3	523.9	626.5	757	3.8	575.8	722.4	924.1	5
<b>TOTAL</b>	<b>3326.5</b>	<b>2726.48</b>	<b>4027.2</b>	<b>4370.9</b>	<b>1.6</b>	<b>3952.9</b>	<b>4297.6</b>	<b>4768.5</b>	<b>2.1</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.

En todos los casos, tanto en el Escenario I como en el Escenario II, el consumo de energía neta total de las áreas rurales crece más lentamente que en las áreas urbanas, lo cual implica que la participación del área rural en el total disminuye en todos los casos.

En el año base, prácticamente la totalidad de los usuarios del área rural, se concentra en el nivel mínimo de Necesidades Básicas Insatisfechas (NBI), solo un 0,8% del consumo corresponde al nivel medio y no existe el nivel alto, esta situación mejora tanto en el escenario I como en el escenario II, lo cual muestra el fuerte desafío que implica mejorar el abastecimiento energético y la satisfacción de las necesidades energéticas básicas en dicha área.

En el área urbana mejora la participación de los sectores medios y altos mientras que la de los sectores bajos se reduce del 64,7% en el año base a 55,2% en el 2015 del Escenario I y 51% en el escenario II.

Este proceso de mejora en la distribución del Consumo de Energía Neta entre niveles de NBI y entre áreas urbanas y rurales se produce tanto por el incremento en los consumos específicos por hogar, como por los procesos de redistribución de la población por regiones y por nivel de NBI.



La cocción es el uso más importante en este sub-sector, en el año base representaba el 67% del total, siendo esta participación mayor en las áreas rurales que en las urbanas, en el año 2015 este uso desciende su participación a 62,3% en el escenario I y 58,5% en el escenario II, sin embargo continua representando el uso más importante de este sub-sector.

Otro uso en importancia es el calentamiento de agua. La evolución de su participación es ligeramente creciente en el escenario II con un ligero descenso en el escenario I.

El uso de nuevos artefactos incrementan significativamente su participación en ambos escenarios, tanto en el área urbana como rural, al año 2015 alcanza 8,6% y 9,76% para los escenarios I y II respectivamente. Este incremento refleja la utilización de más y nuevos equipos electrodomésticos y electrónicos y va a repercutir directamente en un incremento de la demanda de electricidad.

Con respecto al uso en conservación de alimentos, se observa un incremento importante de su participación, en particular en el área rural, este uso se encuentra poco desarrollado. Se considera prioritario con relación a la mejora de la calidad de vida de la población especialmente en las regiones de clima templado y cálido.

El uso de iluminación mantiene su participación casi constante en el escenario I, mientras que en el escenario II descienden su participación, en parte por los esfuerzos del uso racional de energía.

El uso de calefacción tiene un muy bajo nivel de aplicación, la participación se incrementa a 2,3% en el escenario I y 3% en el escenario II.



El uso de ventilación y refrigeración está orientado a mejorar las condiciones ambientales de la vivienda en regiones de clima cálido o durante la época estival, además se encuentran aún mucho menos desarrollados que la calefacción.

Finalmente los usos en bombeo de agua y fuerza motriz representan una participación marginal. Al año 2015 representaría 0.1% del total en ambos escenarios.

Las fuentes de mayor crecimiento en el sector Residencial y Comercial son el gas distribuido y electricidad, donde presentan 18,9% y 3,8% del crecimiento anual respectivamente en el escenario I y 25,1% y 5% en el escenario II. El gas distribuido esta fuertemente influido por la llegada del gas de Camisea a Lima y otras regiones cercanas al gasoducto. En el caso de la electricidad, se dará al final del periodo un incremento del consumo por habitante del 2,3% anual en el escenario I y 3,5% en el escenario II.

### **Consumo De Energía En El Sub-Sector Comercial y Servicios**

El consumo energético neto del sub-sector comercial y servicios en 1998 representaba el 1,86% respecto al consumo final de energía neta total y al año 2015, esta participación prácticamente se mantendrá en ambos escenarios, llegando a 1,86% en el escenario I y 1,82% en el escenario II.

La electricidad continúa siendo la principal fuente de este sub-sector, apareciendo el gas distribuido en segundo lugar desplazando al GLP y al kerosene. La mayor penetración se observa en el gas distribuido, principalmente en los usos calóricos, en las actividades relacionadas con la salud humana, restaurantes y hoteles. Los niveles de participación del gas distribuido en el año 2015 serían de 15,6% en el escenario I, y 20,7% en el escenario II. En la tabla 2.25 se incluye la evolución futura de la demanda de energía neta por fuentes para ambos escenarios.



**Tabla 2.25**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Comercial y Servicios (10<sup>3</sup> TEP)**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Biomasa y Dendroenergía	9.2	2.9	0.7	0.7	-14.2	1.6	0.1	0.1	-25.6
Hidrocarburo Líquido	75.8	81.4	75.4	74.3	-0.1	82.1	59.9	60.6	-1.3
Hidrocarburo Gaseoso		4.6	27.5	46.3		8.5	48.8	69.7	
Solar	5.4	6.2	7.4	8.9	2.9	6.5	8.4	11.0	4.2
Electricidad	98.0	114.3	136.7	167.0	3.2	121.1	154.2	195.6	4.1
<b>TOTAL</b>	<b>188.4</b>	<b>209.4</b>	<b>247.7</b>	<b>297.2</b>	<b>2.7</b>	<b>219.8</b>	<b>271.4</b>	<b>337.0</b>	<b>3.5</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía

### 2.5.2.-Sub-Sector Público

El consumo energético neto del sub-sector público en 1998 representaba el 3,2% respecto al consumo final de energía neta total, y al año 2015 esta participación se incrementa en ambos escenarios, llegando a 3,72% en el escenario I y el 3,82% en el escenario II. En la tabla 2.26 se incluye la evolución de la participación de las fuentes en el consumo neto de este sub-sector. Los energéticos más empleados son los que accionan medios de transporte y esto se explica por estar incluidas en este sector las Fuerzas Armadas y de seguridad. Lo afirmado se complementa con la importante participación en ambos escenarios del uso de la fuerza motriz (91%).

**Tabla 2.26**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Público (10<sup>3</sup> TEP)**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Hidrocarburo Líquido	300.8	363.8	446.5	549.9	3.6	388.8	509.3	649.9	4.6
Hidrocarburo Gaseoso		0.1	1.4	3.2		0.1	2.2	5.8	
Solar		0.1	0.1	0.1		0.1	0.1	0.1	
Electricidad	23.7	28.5	34.8	42.2	3.5	30.3	39.3	50.1	4.5
<b>TOTAL</b>	<b>324.5</b>	<b>392.5</b>	<b>482.8</b>	<b>595.4</b>	<b>3.6</b>	<b>419.3</b>	<b>550.9</b>	<b>705.9</b>	<b>4.7</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía



Como se puede apreciar, en la tabla 2.26 no existe una significativa presencia de consumo de hidrocarburos gaseosos en el Sub-Sector Público, debido principalmente a que involucra tanto el Sector Defensa como las Areas Rurales.

En el Sector Defensa la logística necesaria para el transporte, la distribución y el almacenamiento de los hidrocarburos gaseosos, hace de alto riesgo su utilización y difícil manipulación, así como el hecho de existir pocos centros de distribución en las posibles zonas de conflicto.

### **2.5.3.-Sub-Sector Transporte**

El sub-sector Transporte ha sido desagregado en las siguientes categorías: *Lima-Callao, Resto del País y Otros Medios del Total País*, donde se agrupan Terrestres, Acuático, Aéreo y Ductos; siguiendo de este modo la apertura sectorial del Balance Nacional de Energía Útil (BNEU) 1998. Ver la tabla 2.27.

En base a los resultados obtenidos para el sector transporte, se aprecia un crecimiento del consumo en energía neta de 2,68% en el Escenario I y de 3,46% en el Escenario II, donde las fuentes que más crecen son el Gas Natural Comprimido (GNC) y la Electricidad, sin embargo sus respectivas participaciones sobre el total de energía del sector son relativamente bajas (Escenario I año 2015 participación GNC 1,3%, Electricidad 0,2%; Escenario II año 2015 participación GNC 1,9%, Electricidad 0,17%).



Tabla 2.27

Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Transporte ( $10^3$  TEP).

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Combustible Jet	389.0	474.5	546.9	630.3	2.9	536.9	675.8	850.6	4.7
Diesel	1804.8	2175.8	2415.6	2738.4	2.5	2230.3	2466.4	2861.4	2.8
Electricidad	0.0	4.4	9.3	9.9		4.5	9.3	9.9	
GNC	0.0	3.8	32.3	67.4		8.9	53.6	110.8	
Gas Licuado	4.9	4.8	4.3	4.1	-1.0	3.4	5.4	8.7	3.4
Gasolina Motor	1053.1	1313.8	1457.6	1637.0	2.6	1447.7	1665.0	1939.2	3.7
Petróleo Residual	48.0	60.4	71.2	84.1	3.4	66.4	83.8	105.9	4.8
<b>TOTAL</b>	<b>3299.8</b>	<b>4037.5</b>	<b>4537.2</b>	<b>5171.2</b>	<b>2.7</b>	<b>4298.1</b>	<b>4959.3</b>	<b>5886.5</b>	<b>3.5</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía

La penetración observada del GNC, es moderada. Esto se debe, principalmente a los precios planteados. El incremento del diferencial de precios entre ambos escenarios, sería la principal explicación del logro de una mayor penetración del GNC en el Escenario II con respecto al I.

Considerando estas tasas de penetración, se observa que el consumo de GNC en el año 2015 para el Escenario I sería de  $67,4 \times 10^3$  TEP, mientras que en el Escenario II sería de  $110,8 \times 10^3$  TEP, representando el parque automotor a GNC en dicho año el 1,6% en el Escenario I y el 2,2% en el Escenario II.

Los principales consumidores de GNC serían los Taxis y las Camionetas, esto se relaciona con los elevados kilometrajes que este tipo de vehículos recorren anualmente, con lo cual se logra un beneficio neto entre el desembolso realizado para la adquisición del equipo de conversión y los ahorros por cambio de combustible. Debido a los importantes consumos que presentan los grandes motores Diesel, este cambio estaría condicionado a dos factores importantes: el primero por el acceso a las fuentes de abastecimiento y el segundo a la existencia de talleres especializados en el cambio de motores Diesel y



consumo de GNC, en este sentido es indispensable que los entes técnicos determinen cual sería la tecnología adecuada para que sea adoptada y difundida. Según la información presentada por el Dr. Luis Lastra<sup>1</sup>, existen diferentes tipos de motores diesel, resalta la importancia de que los especialistas en motores de combustión interna determinen de manera consensuada, cuál sería el tipo de tecnología que facilite la transformación de los motores indicados para que a su vez se planifiquen los procedimientos de difusión para acelerar el proceso de transformación.

A nivel de las demás fuentes se aprecia que tanto la Gasolina Motor como el Diesel serán las fuentes más dinámicas en ambos escenarios. En el Escenario I el crecimiento de la Gasolina Motor será de un 2,63%, mientras que el Diesel crecerá al 2,48%. Por su parte, en el Escenario II, el crecimiento de la Gasolina Motor será relativamente mayor al esperado para el Diesel (3,66% Gasolina Motor y 2,75% en Diesel). Una medida que contribuirá, en ambos escenarios, a disminuir la tendencia de crecimiento sostenido observada en la demanda de diesel, se relaciona con el reordenamiento del transporte público, con el que se propone modernizar las flotas de buses y disminuir el número de combis y colectivos, así como la implementación paulatina de una política arancelaria que deje de facilitar la importación de vehículos usados. El consumo de Diesel representó en 1998 el 54,7% del consumo total de energía del sector transporte y en el Escenario I descenderá al 53,0%, mientras que en el Escenario II lo hará al 48,6%.

Con relación al Gas Licuado de Petróleo (GLP) se puede observar que en el Escenario I la participación de este combustible disminuye, mientras que en el Escenario II aumenta. Sin embargo, su peso sobre el total de energía consumida en el sector se encuentra siempre por debajo de la unidad porcentual. Tanto en el Escenario I como en el II, el ingreso del GNC en el mercado de *Lima-Callao* desplazará al GLP, por conveniencia

<sup>1</sup> Exposición "MOTORES DE COMBUSTION INTERNA A GAS" del Ing. Luis Lastra Espinoza, Ph. D.



en los costos. Por su parte, también en ambos escenarios se produce un proceso de penetración de GLP en el resto del país. (principalmente en taxis, donde la conversión es conveniente debido al diferencial de precios entre la gasolina y el GLP). De este modo, el crecimiento del consumo del GLP estará principalmente asociado en ambos escenarios al crecimiento del parque del resto del país. Por lo tanto, dado que el Escenario II plantea un incremento del parque mayor que el Escenario I (por mejoras relativas en el PBI/ hab.), se presenta entonces una mayor penetración del GLP en el Escenario II.

#### 2.5.4.- Sub-Sector Agropecuario y Agroindustrial

Este sub-sector comprende las siguientes actividades: cultivos en general y cultivo de productos al mercado y horticultura, cría de animales, cultivo de productos agrícolas en combinación con la cría de animales y la elaboración de azúcar. El sector agropecuario y agroindustrial representaba el 2,2% del consumo final energético del país en 1998, y pasaría al 3,1% en el escenario I y al 3,4% en el escenario II para el año 2015.

De acuerdo a las pautas de los escenarios socioeconómicos, la demanda de este sub-sector crecería en energía neta a un ritmo de 4,8% a.a. y 6,2% a.a. para los escenarios I y II. (Ver la tabla 2.28).

**Tabla 2.28**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Agropecuario y Agroindustrial (10<sup>3</sup> TEP).**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Carbón Mineral y derivados	0.1	0.2	0.2	0.2	5.1	0.2	0.2	0.3	6.4
Hidrocarburos Líquidos	66.4	91.7	120.1	143.3	4.6	94.1	129.4	170.3	5.7
Hidrocarburos Gaseosos	0.0	0.0	0.0	0.0		0.0	0.0	0.0	
Electricidad	39.4	55.7	69.4	84.3	4.6	57.0	76.1	101.0	5.7
Biomasa & Dendroenergía	118.3	169.0	213.4	272.4	5.0	178.1	263.5	352.2	6.6
<b>TOTAL</b>	<b>224.2</b>	<b>316.6</b>	<b>403.1</b>	<b>500.2</b>	<b>4.8</b>	<b>329.4</b>	<b>469.2</b>	<b>623.8</b>	<b>6.2</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía



La principal categoría de fuentes de energía utilizadas en este sector es la biomasa, constituida esencialmente por el bagazo consumido en los ingenios azucareros, el mismo que presenta una participación sobre la demanda total que varía entre 1998-2015, para el escenario I de 52,8% a 54,5% y para el escenario II de 52,8% a 56,5%.

Este Sub-Sector no registra una creciente demanda, debido a lo difícil de su distribución por la gran dispersión que representan sus potenciales consumidores, sin embargo es necesario fomentar su crecimiento para darle mayor valor agregado a la industria agrícola.

### 2.5.5.-Sub-Sector Pesquero

El Sub-Sector pesquero incluye dos ramas, la primera relacionada con actividades extractivas, pesca, explotación de criaderos de peces y granjas piscícolas; y la segunda vinculada a procesos de transformación, elaboración y conservación de pescado y productos de pescado". En conjunto ambos Sub-Sectores representaban el 3,1% en 1998 y el 3,4% y 3,8% en el año 2015 para los escenarios I y II, respectivamente, con relación al total del País. Ver la tabla 2.29.

**Tabla 2.29**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Pesquería (10<sup>3</sup> TEP).**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Carbón Mineral y derivados	2.9	3.5	4.1	4.9	3.1	4.0	5.0	6.2	4.5
Hidrocarburos Líquidos	271.6	353.0	382.2	430.7	2.7	385.9	433.3	531.0	4.0
Hidrocarburos Gaseosos	0.0	6.4	27.8	42.4	65.6	7.9	37.0	84.9	72.5
Electricidad	35.6	45.1	54.5	64.9	3.6	50.6	64.1	84.4	5.2
<b>TOTAL</b>	<b>310.1</b>	<b>408.0</b>	<b>468.6</b>	<b>542.9</b>	<b>3.3</b>	<b>448.4</b>	<b>539.4</b>	<b>706.5</b>	<b>5.0</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía



Según los escenarios I y II, para el periodo 1998-2015, la demanda de este sector en energía neta, mostraría un crecimiento de las tasas de 3,3% a.a. y 5,0% a.a. respectivamente.

Las principales categorías de fuentes de las energía empleada en este sector son los hidrocarburos líquidos, constituida esencialmente por diesel y gasolina para las embarcaciones pesqueras y petróleos industriales en la industria de transformación del pescado. La participación de esta categoría de fuentes sobre la demanda total para el escenario I cambia de 87,6% a 79,3% y para el escenario II de 87,6% a 75,2% entre 1998-2015.

### 2.5.6.-Sub-Sector Minero Metalúrgico

En el Escenario I, el consumo de energía neta tiene una tasa de crecimiento promedio anual de 4,4%; mientras que en el Escenario II, la tasa es 5,6%; En ambos Escenarios, el mayor crecimiento se da en la actividad extractiva. La tasa de crecimiento promedio del Gas Natural en el periodo 2005 – 2015 es mayor que todas las fuentes. (Ver la tabla 2.30).

**Tabla 2.30**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Minero Metalúrgico (10<sup>3</sup> TEP).**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Carbón Mineral y derivados	70.1	113.6	158.5	219.3	6.9	127.2	196.2	299.9	8.9
Hidrocarburos Líquidos	549.9	771.4	935.8	1024.1	3.7	831.3	1018.2	917.6	3.1
Electricidad	330.6	495.2	611.8	695.8	4.5	547.8	730.5	886.2	6.0
Hidrocarburos Gaseosos (*)		0.4	2.7	21.3	49.2	14.7	69.1	305.0	35.4
<b>TOTAL</b>	<b>950.6</b>	<b>1380.6</b>	<b>1708.8</b>	<b>1960.5</b>	<b>4.4</b>	<b>1521.0</b>	<b>2014.0</b>	<b>2408.7</b>	<b>5.6</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía.



En el Escenario I, hay poca penetración del gas natural. En el Escenario II, la participación del gas natural crece en mayor proporción. La sustitución se realiza en el uso de calor, sustituyéndose diesel oil, el petróleo industrial y GLP. En 1998 no había consumo de gas natural en el Sector Minero Metalúrgico, en el Escenario I la participación de gas natural para el año 2015 se prevé que llegue hasta 1.1%, mientras que en el Escenario II, llegaría hasta 12,7%.

### **2.5.7.-Sub-Sector Industrial**

Este Sub-Sector comprende las actividades de la industria manufacturera de alimentos (excepto aquellas relacionadas con elaboración de productos de pescado y fabricación de azúcar), bebidas, tabaco, productos textiles, prendas de vestir, tratamiento y teñido de pieles y cuero, productos de cuero, fabricación y productos de papel, actividades de edición, impresión y reproducción de grabaciones, productos químicos, caucho, plásticos, industrias básicas del hierro y el acero, fabricación de maquinarias, equipos, artefactos electrónicos e instrumentos en general, vehículos y equipos de transporte, fabricación de muebles, otras industrias manufactureras y reciclamiento, generación y petroquímica.

El consumo industrial total proyectado en energía neta crece a una tasa promedio anual de 3,6% entre 1998 y 2015 en el escenario I y al 4,7% en el escenario II. Ver la tabla 2.31.



**Tabla 2.31**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Industrial (10<sup>3</sup> TEP)**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				TASA (%) 1998- 2015	ESCENARIO II			TASA (%) 1998- 2015
		2005	2010	2015	2005		2010	2015		
Carbón Mineral y derivados	20.9	27.5	33.3	40.6	4.0	29.6	42.6	50.7	5.3	
Hidrocarburos Líquidos	572.3	610.1	485.1	580.2	0.1	561.1	419.2	429.2	-1.7	
Hidrocarburos Gaseosos	0.0	89.6	313.3	379.4		152.6	445.7	667.0		
Electricidad	366.1	486.2	602.8	750.8	4.3	525.9	706.4	942.3	5.7	
Biomasa & Dendroenergía	8.2	8.1	6.9	5.0	-2.8	8.8	7.7	6.3	-1.5	
<b>TOTAL</b>	<b>967.5</b>	<b>1221.5</b>	<b>1441.4</b>	<b>1756.0</b>	<b>3.6</b>	<b>1278.0</b>	<b>1621.6</b>	<b>2095.5</b>	<b>4.7</b>	

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía

Con relación a las fuentes de energía se observa un moderado desplazamiento de hidrocarburos líquidos (esencialmente diesel y petróleo industrial) por gas natural en ambos escenarios. Así, la participación de los hidrocarburos líquidos baja de 59,2% en 1998 a 33,0% en el escenario I y 20,5% en el escenario II para el año 2015; Contrario a esto, el gas natural incrementaría su participación de 0,0% en 1998 a 21,6% en el escenario I y 31,8% en el escenario II.

Respecto a cada una de las ramas industriales en el periodo 1998-2015 en los escenarios I y II, se observa que la siderurgia pasa de 3,9% a 4,4% y 4,7% de la demanda total del sector industrial y crece a tasa medias anuales de 4,3% y 5,7% respectivamente; en la industria de alimentos y bebidas la participación pasa de 28,0% a 29,5% y 32,4% con tasas de crecimiento del 3,9% y 5,5%; en la industria textil la participación desciende levemente de 32,4% a 31,3% y 29,1% con tasas de crecimiento del 3,4% y 4,0%; finalmente el resto de industrias pasa de una participación de 35,7% a 34,8% y 33,9% con tasas de crecimiento de 3,4% y 3,0%.

Como se pudo apreciar en las diferentes Tablas y Figuras incluidas en el presente capítulo, en los próximos años se manifestará el crecimiento de la demanda energética en la totalidad de sub sectores, de acuerdo a lo manifestado en el Plan Referencial de Energía, Ministerio de Energía y Minas publicado en el año 2002. Es por ello que será



entonces de vital importancia encontrar los mecanismos y políticas que permitan concretar e impulsar el mayor crecimiento de la demanda proyectada, toda vez que se cumple la ley que a mayor demanda, mayor producción, y a mayor producción, mayor bienestar de la población.

### Consumo De Energía En La Industria Cementera

Por la importancia que alcanza la industria cementera dentro de los consumos de energía del sub-sector industrial, el Ministerio de Energía y Minas desagregó esta actividad como un sub-sector aparte.

La industria cementera obtuvo en 1998 una participación del 4,8% del consumo final de energía neta total del Perú. Así para el año 2015, se espera según los escenarios I y II pase a 4,3% y 4,5% respectivamente.

Las tasas de crecimiento promedio anual de los consumos de energía de este sector entre 1998-2015 son del 2,0% para el escenario I y de 3,2% para el escenario II, respectivamente. Ver la tabla 2.32.

**Tabla 2.32**  
**Demanda de Energía Neta por Fuentes Sub-Sector Industrial – Actividad Cementera**

FUENTES	1998	ESCENARIO I				ESCENARIO II			
		2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015	2005	2010	2015	TASA (%) 1998-2015
Carbón Mineral y derivados	263.0	206.1	229.2	183.2	-2.1	280.0	221.6	154.7	-3.1
Hidrocarburos Líquidos	160.5	126.1	110.6	62.6	-5.4	106.5	64.7	53.3	-6.3
Hidrocarburos Gaseosos	0.0	50.4	125.0	311.0		119.1	280.7	447.2	
Electricidad	62.2	66.5	90.6	124.2	4.2	94.8	128.7	178.0	6.4
<b>TOTAL</b>	<b>485.7</b>	<b>449.1</b>	<b>555.4</b>	<b>681.0</b>	<b>2.0</b>	<b>600.4</b>	<b>695.7</b>	<b>833.2</b>	<b>3.2</b>

Fuente: Plan Referencial de Energía al 2015, Ministerio de Energía y Minas.



Las fuentes de energía presentan un marcado desplazamiento de carbón mineral e hidrocarburos líquidos (esencialmente petróleo industrial) por gas natural en ambos escenarios. Así, la participación del carbón mineral baja de 54,2% en 1998 a 26,9% en el escenario I y 18,6% en el escenario II para el año 2015 y los hidrocarburos líquidos descienden de 33,0% a 9,2% y 6,4% para los mismos escenarios respectivamente. Contrario a esto el gas natural incrementa su participación de 0,0% en 1998 a 45,7% en el escenario I y 53,7% en el escenario II.

## **2.6.- Lineamientos de Política para el Sector Energía y la Política Gasífera del Gobierno**

### **2.6.1.-Lineamientos de Política para el Sector Energía**

Es incuestionable la importancia que tiene para el desarrollo de un país, el hecho de tener una política energética consecuente con las expectativas de desarrollo que espera toda la población.

Uno de los indicadores de la calidad de vida es el nivel de consumo de energía per capita. El nivel de consumo energético nos indica también el comportamiento y la tendencia del sistema productivo, así como las consecuencias de la efectividad y eficiencia de las diferentes inversiones realizadas para el crecimiento de nuestra economía.

El Estado, no debe olvidar que mantiene su función de promotor del desarrollo socio económico del país, en ese sentido, deberá mantener definida su posición en el rol de normador, fiscalizador, planificador indicativo y protector del medio ambiente. Será pues la estabilidad de la Política Energética la que impulsará el crecimiento de las inversiones, y por ende el crecimiento del Sector.



El Ministerio de Energía y Minas, ha presentado a consideración de la opinión pública la Visión y los Objetivos de mediano y largo plazo para el Sector Energético Peruano, elaborados estos en base al estudio integral de energía, desarrollado por la Oficina Técnica de Energía, los mismos que a continuación se detallan:

## **VISION**

Contar con un Sistema Energético que se desarrolle favorablemente cubriendo las necesidades energéticas básicas de la población, mediante la diversificación de las fuentes de energía para su abastecimiento; contribuyendo al crecimiento económico, a una mayor equidad social y a una disminución del impacto ambiental.

## **OBJETIVO GENERAL N ° 1**

Alcanzar una situación más equilibrada entre la estructura del consumo final por fuentes, las características de la infraestructura de abastecimiento y la dotación de recursos naturales energéticos que dispone el país.

### **Objetivo Especifico 1.1**

Atenuar la dependencia del petróleo, principalmente del importado para el abastecimiento energético interno sobre la base de un incremento de las reservas y de la producción de petróleo y gas natural; y de la adecuación e incremento de la capacidad de refinación, mejorando la concordancia entre la estructura refinera y la estructura de la demanda de combustibles derivados de los hidrocarburos.

### **Objetivo Especifico 1.2**

Lograr avances en el desarrollo de la industria del gas natural en mercados de consumo final, generando así una mayor diversificación de la matriz energética, un



mayor nivel de autoabastecimiento energético, un menor costo de oferta y una menor emisión y/o vertimientos de agentes contaminantes.

#### **Objetivo Especifico 1.3**

Lograr la ampliación del mercado de gas natural en base a su mayor uso en la generación eléctrica, sustituyendo a combustibles derivados del petróleo.

#### **Objetivo Especifico 1.4**

Consolidar la reforma del sector eléctrico iniciada en 1993 y lograr su mayor competitividad.

#### **Objetivo Especifico 1.5**

Realizar importantes avances en el aprovechamiento de potenciales fuentes renovables, dirigidos especialmente para dotar de energía a las regiones energéticamente aisladas y de frontera.

#### **Objetivo Especifico 1.6**

Promover el uso eficiente de la energía en los sectores productivos, servicios y residencial.

#### **Objetivo Especifico 1.7**

Lograr avances significativos reduciendo la carga contaminante en las emisiones y/o vertimientos a la atmósfera, cuerpos naturales de agua y suelos, en la producción, transporte y utilización de energía.

### **OBJETIVO GENERAL N° 2**

Cubrir los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, de toda la población atenuando así las asimetrías sociales y regionales; posibilitando el desarrollo de actividades productivas.



### **Objetivo Específico 2.1**

Cubrir los requerimientos de energía para los usos calóricos básicos de la mayor parte de la población y disminuir la dependencia de la biomasa para abastecerlos.

### **Objetivo Específico 2.2**

Atenuar las diferencias regionales en lo referente a la cobertura eléctrica y extender la electrificación en el área rural y de frontera.

### **Objetivo Específico 2.3**

Disminuir la asimetría entre grupos sociales en lo que se refiere a los consumos eléctricos residenciales.

## **OBJETIVO GENERAL N° 3**

Atenuar los efectos negativos de los problemas generales relacionados a la concordancia entre la política energética y la política fiscal, así como la concentración de la propiedad en algunos eslabones de las cadenas productivas energéticas.

### **Objetivo Específico 3.1**

Lograr una mayor coherencia de los instrumentos fiscales con la política energética, especialmente en lo que se refiere a la estructura de precios de los combustibles.

### **Objetivo Específico 3.2**

Mejorar el control de la potencial existencia de prácticas anticompetitivas y establecer la competencia necesaria en el mercado de combustibles derivados del petróleo de manera de prevenir alzas injustificadas de los precios.



## 2.6.2.- Política Gasífera del Gobierno

El Perú, pese a contar con reservas descubiertas de Gas Natural para cubrir por más de 50 años su demanda energética, arrastra un déficit promedio anual de US\$ 700 millones en su balanza comercial de hidrocarburos.

Sin embargo, la puesta en marcha de varios proyectos de gas, sobre todo el Gas de Camisea, permite vislumbrar un cambio promisorio en esta situación. El Proyecto Camisea implica un importante volumen de inversión y ofrece numerosas oportunidades de negocios. Actualmente se construye el ducto y poliducto que traerán el gas a Lima en agosto del 2004 y se avanza en los diseños de la distribución de gas en Lima y Callao. No menos importante es la noticia del proyecto de construcción de una Planta de Licuefacción de Gas Natural (LNG) que se instalará en Pisco, destinada a condensar gas para su exportación a mercados externos.

De este modo, de importador de hidrocarburos el Perú pasará a convertirse en exportador de GLP, Gasolina Natural y de otros productos fraccionados. Asimismo, el uso masivo del gas permitirá reducir los costos de generación eléctrica, ofrecerá oportunidades extraordinarias para la modernización y desarrollo de la industria nacional y permitirá el desarrollo de múltiples actividades colaterales, constituyendo un fuerte impulso al progreso económico y social de nuestro país.

Es por lo anteriormente indicado que procederemos a describir los Lineamientos de Política para el Sector Energía:

### **LINEAMIENTOS DE POLÍTICA GASÍFERA DEL GOBIERNO**

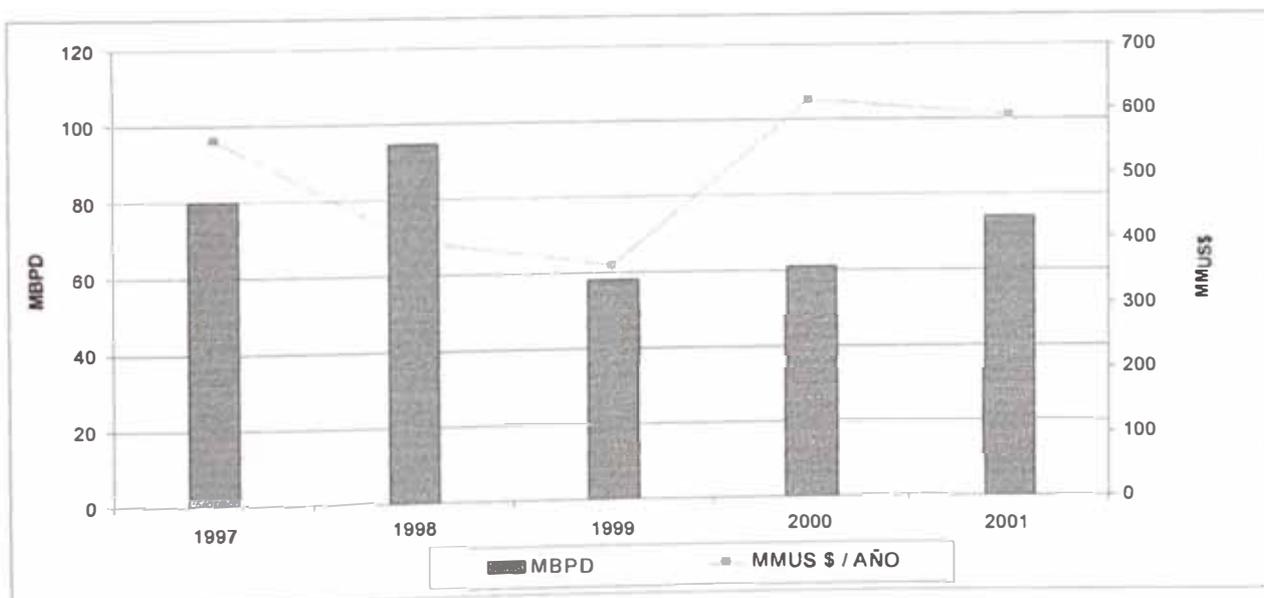
- (a). Cambio en la matriz energética del país
- (b). Incremento de las reservas de gas natural



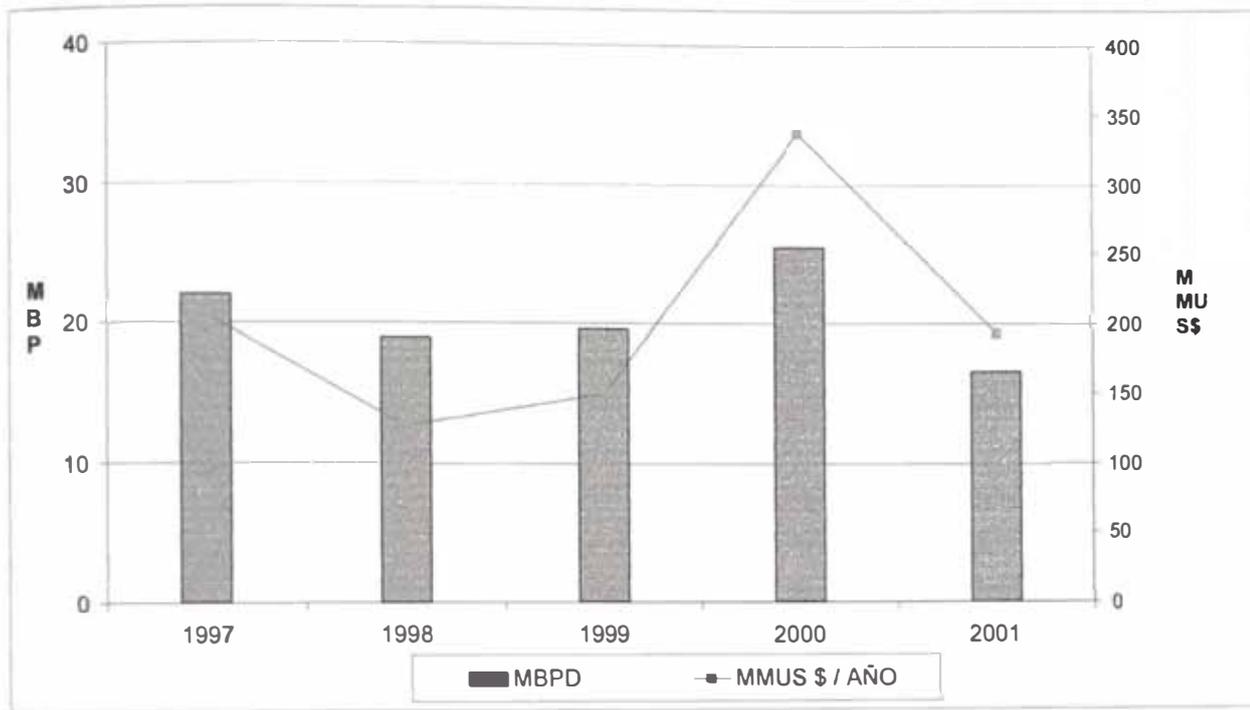
- (c). Apoyo al Proyecto Nacional de Camisea
- (d). Promoción del uso del gas natural en generación de electricidad
- (e). Fomento Estatal para el uso del Gas Natural
- (f). Promoción del gas para el transporte público
- (g). Política tributaria consistente con objetivos energéticos
- (h). Proyectos de LNG hacia EEUU / México

**(a). Cambio en la matriz energética**

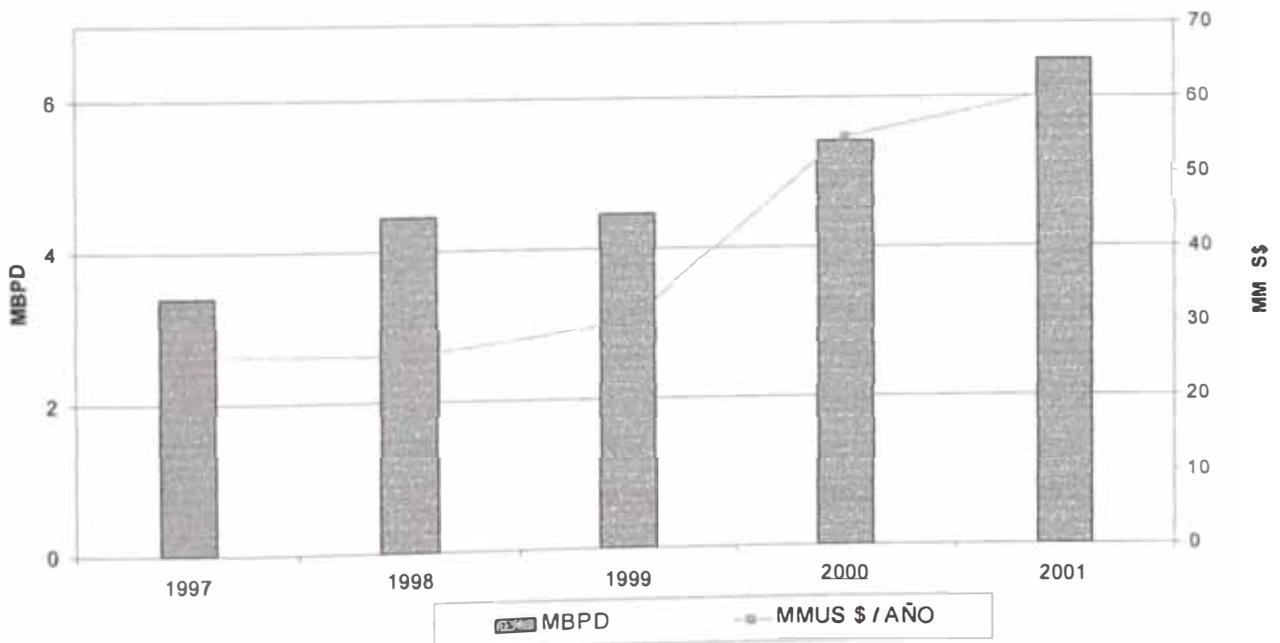
- El Perú presenta grandes desbalances entre lo que demanda y lo que produce.
- Tenemos una alta dependencia de combustibles derivados del petróleo, mientras nuestra producción y reservas petroleras se vienen reduciendo.
- Diferencias de calidad del crudo agudizan nuestra dependencia de las importaciones.
- Prolongado proceso de "dieselización" de nuestro parque industrial y del transporte pesado.
- Excesiva dependencia de la biomasa como fuente calorífica.



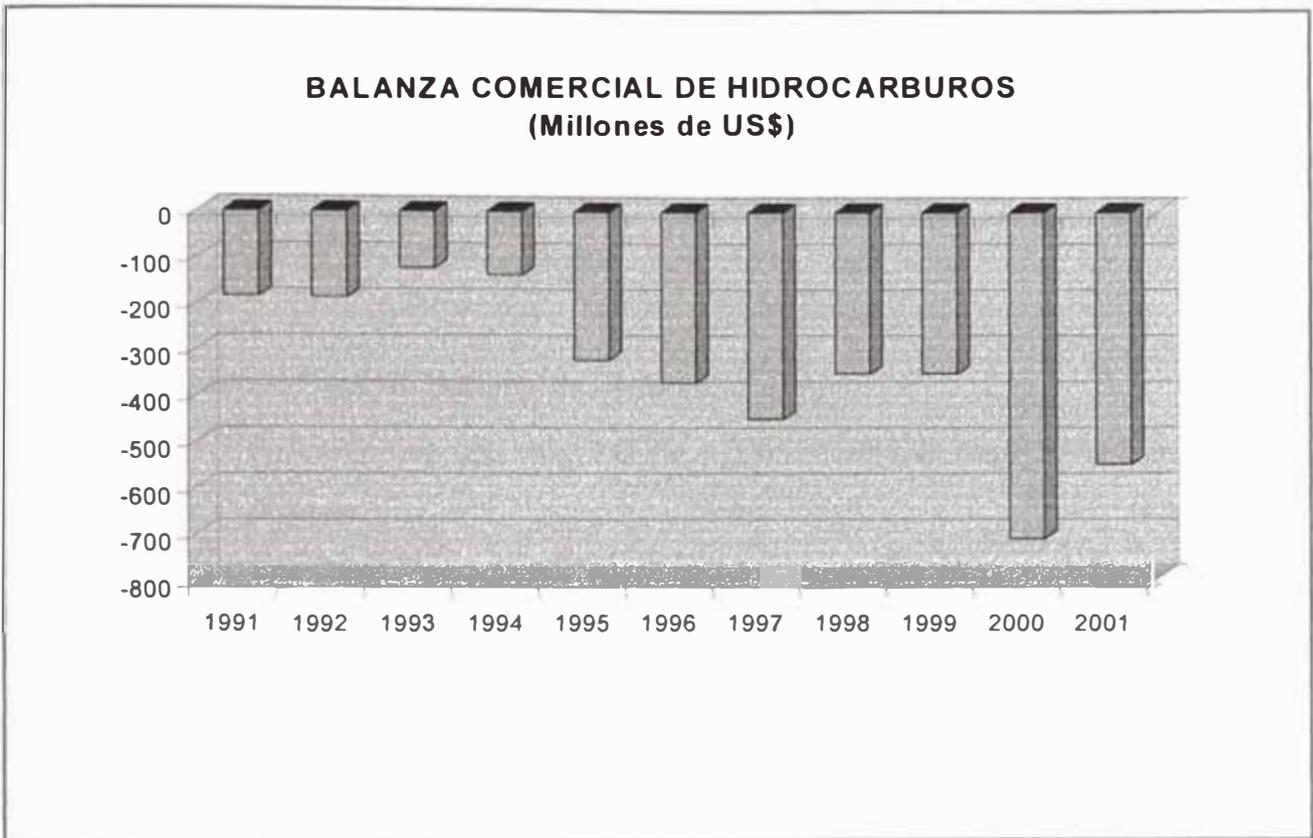
**Fig. 2.29.- Importación de Crudo en el Quinquenio 1997-2001**  
Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Lima, Julio 2002.



**Fig. 2.30.- Importación de Diesel 2 en el Quinquenio 1997-2001**  
 Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Lima, Julio 2002.



**Fig. 2.31.- Importación de GLP en el Quinquenio 1997-2001**  
 Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Lima Julio 2002.



**Fig. 2.32.- BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS 1991-2001**

Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Lima, Julio 2002.

Al visualizar las figuras 2.29, 2.30, 2.31 y 2.32, podemos identificar gráficamente los problemas serios que enfrentamos como país, sea cual fuere el gobierno de turno. Para poder contrarrestar la balanza negativa de hidrocarburos, es prioritario que se adopten las medidas que tiendan a modificar la matriz energética y cambiar esta realidad negativa.

**(b). Incremento de las Reservas de Gas**

- El Ministerio de Energía y Minas continúa incentivando los trabajos de exploración en las diferentes cuencas gasíferas del país.
- El proyecto de Camisea tiene reservas probadas de 8.7 TCF de gas - 587 MMbbl de LGN. Sin embargo en las cuencas de Ucayali y Madre de Dios tenemos reservas adicionales a Camisea en un total de 22.1 TCF de gas - 3,835 MMbbl de LNG.



- Las reservas actuales y la potencialidad de descubrirse mayores reservas gasíferas que petroleras, hace suponer que el Perú sea más gasífero que petrolero.
- Es necesario crear una cultura que oriente el desarrollo nacional hacia una cultura de uso masivo de gas.

**(c). Apoyo al Proyecto Nacional de Camisea**

- Explotación de gas en el lote 88 y reforzamiento de disponibilidad de gas (Pagoreni).
- Construcción y operación de planta de separación de líquidos en las Malvinas.
- Construcción y operación de planta de fraccionamiento en la costa.
- Construcción de un sistema de transporte de líquidos.
- Construcción de un sistema de transporte del gas hasta el city gate en Lur n.
- Construcción de un sistema de distribución de gas en Lima y Callao.
- Operación y mantenimiento de los sistemas de transporte y distribución.
- Prestación del servicio de distribución de gas en el área de la concesión.

**(d). Promoción del uso del Gas Natural en Electricidad**

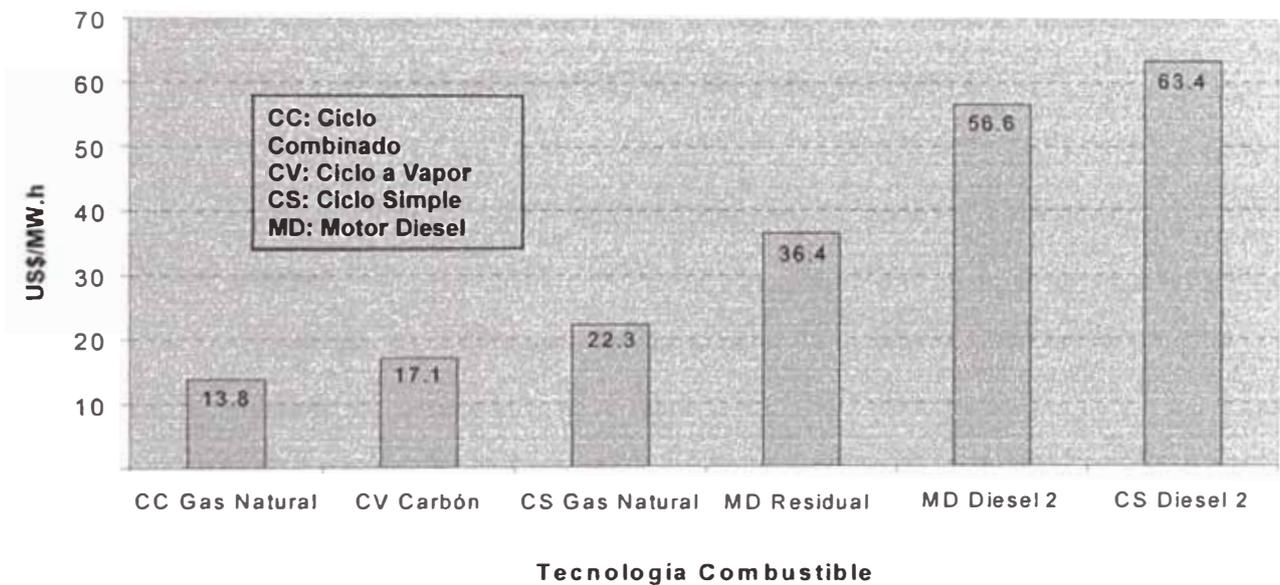
- El Estado Peruano firmó (a través de ELECTROPERU) un contrato de suministro de gas natural con el consorcio de Camisea por 70 MMPCD, con una cláusula *take or pay*<sup>1</sup> por el 80% del volumen contratado. Dicho contrato fue transferido a la Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. filial de la española Endesa en el año 2003.

<sup>1</sup> (toma o paga), tipo de contrato por el cual el comprador paga un volumen establecido, aunque consume menos. El método "take or pay" es usual en el mercado de gas, como una garantía para los proveedores y las inversiones necesarias. Estos contratos dan seguridad al vendedor y a sus bancos para financiar inversiones en estructuras.



- Con este gas, el sector eléctrico puede incrementar su capacidad de generación en unos 450 MW y generar energía adicional a costos muy inferiores frente a una planta térmica tradicional.
- El Gas Natural de Camisea favorece la instalación de centrales eficientes que permitirían el precio de barra a US\$ 30/MWh, es decir, una reducción del 25% respecto del precio actual. Ver figura 2.33

**COSTO PARA GENERAR ELECTRICIDAD  
 (US\$ / MW.h)**



**Fig. 2.33.- Costo para Generar Electricidad (US\$ / MWh)**  
 Fuente: Ministerio de Energía y Minas. Lima, Julio 2002.

**(e). Fomento Estatal para el Uso del Gas**

- Diseño inicial del Plan Nacional de Gasificación.
- Convenio MEM - Municipalidad de Lima para promover el uso del gas natural y adecuar la planificación urbana para facilitar el uso del gas en Lima Metropolitana.
- MEM ha iniciado campaña de difusión sobre beneficios del uso de gas a través de distintos medios (publicaciones, página Web).



- Inclusión de asesoría al MEM en el uso del GNC en el sector transporte dentro del convenio vigente con el gobierno de Nueva Zelandia.
- Se estudiarán mecanismos de complementariedad en la labor de difusión entre el Estado y el Sector Privado.
- Estudio de los estándares técnicos para instalaciones domiciliarias, comerciales e industriales de gas natural.

**(f). Promoción del Gas para el Transporte Público**

El Estado viene realizando estudios con diferentes entidades con la finalidad de realizar la investigación necesaria para normar adecuadamente las actividades de distribución y consumo del gas en el Perú, las cuales consisten en:

- Mejoramiento del marco reglamentario para transporte y distribución de gas natural.
- Desarrollo de estándares técnicos para transporte y distribución de gas natural.
- Promoción de la utilización del gas natural en el sector automotriz.
- Metodologías para la determinación de inversión y costos en sistemas de transporte y distribución de gas natural

**(g). Política Tributaria consistente con Objetivos Energéticos**

Mediante un esquema de impuestos diferenciados (ISC e Impuesto al Rodaje) se guiará el consumo hacia los objetivos de la política energética:

- Disminuir paulatinamente el consumo de gasolina de 84 octanos (que contiene plomo tetraetilico).
- Disminuir el consumo de Diesel 2 tanto para el transporte como para la industria y reemplazarlo por gas natural.



- Desaparecer paulatinamente el uso de kerosene y sustituirlo de manera creciente por GLP.

**(h). Proyectos de LNG hacia Estados Unidos y los Mercados del Norte**

- El gobierno peruano apoya la iniciativa boliviana de exportación de su gas natural al mercado de EEUU a través del puerto de Ilo.
- El Perú tiene su propio proyecto de exportación para 500-600 MMPCD al mercado de California a partir del 2007<sup>1</sup>.
- Consideramos que ambos proyectos - el peruano y el boliviano - no son necesariamente excluyentes y más bien, contienen elementos complementarios.
- La decisión final compete exclusivamente a las autoridades bolivianas.

---

<sup>1</sup> El Consorcio Camisea LNG Compañía y Tractebel de Bélgica en setiembre del 2003 firmaron un contrato para desarrollar un proyecto que permitiría exportar en 18 años 48'600,000 toneladas de gas a México, dando un ingreso al Estado de 600 MM\$ durante 18 años



Fig. 2.34.- Proyectos de LNG hacia Estados Unidos y los Mercados del Norte



Tabla 2.33  
 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETROLEO EN EL PERU - UNIDAD (TJ)  
 Incluye todos los Sub Sectores

	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Residencial y comercial	2552	2092	1799	1841	2050	1925	1925	795	126	126	126	178	137	167	60	32
Público	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Transporte	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Agropecuario y Agroindustrial	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Pesquero	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Minero metalúrgico	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Industrial	1966	2301	1757	2134	1423	1172	1046	418	84	84	84	0	0	0	0	0
Consumo final de energéticos	4518	4393	3556	3976	3473	3097	2971	1213	210	210	126	178	137	167	60	32
Producción de gas asociado	35580	38451	38786	36903	33558	31673	29623	28075	33201	34662	34602	34016	36903	49009	61649	64736
Producción no aprovechada	6736	7699	10000	8912	9247	7740	6987	7950	21904	26169	15355	13221	20878	26817	31551	36333
(%) Producción no aprovechada	18,9	20,0	25,8	24,1	27,6	24,4	23,6	28,3	66,0	75,5	44,4	38,9	56,6	54,7	51,2	56,1
Población en miles habitantes	19.492	19.915	20.335	20.751	21.163	21.569	21.966	22.354	22.740	23.130	23.532	23.947	24.371	24.801	25.232	25.662
Tasa de crecimiento de la población (%)	2,4	2,2	2,1	2,0	2,0	1,9	1,8	1,8	1,7	1,7	1,7	1,8	1,8	1,8	1,7	1,7
PBI																
Tasa de crecimiento del PBI	2,3	10,0	8,0	-8,7	-11,7	-5,1	2,2	-0,4	4,8	12,8	8,6	1,5	6,7	-0,5	0,9	31,0

Fuente: Extraído del Balance de Energía 2001 del Ministerio de Energía y Minas. - Diagramación propia del autor



## 2.7.- Marco Legal

El Marco Legal de la actividad petrolera relacionada al gas está regida por las siguientes normas, las cuales a manera de resumen se indica a continuación:

### LEY N° 26221

#### LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS

##### TITULO III

##### DUCTOS

**Artículo 72°.-** Cualquier persona natural o jurídica, nacional o extranjera, podrá construir, operar y mantener ductos para el transporte de Hidrocarburos y de sus productos derivados, de acuerdo a un contrato de concesión para el transporte, que se otorgará con sujeción a las disposiciones que establezca el reglamento que dictará el MEM.

Las tarifas de transporte se fijarán de acuerdo con el reglamento aprobado por el MEM.

(CTE Ley N° 27332)

##### TITULO VII

##### LIBRE COMERCIO

**Artículo 77°.-** Las actividades y los precios relacionados con petróleo crudo y los productos derivados, se rigen por la oferta y la demanda.

**Artículo 78°.-** Cualquier subsidio que el Estado desee implementar, deberá efectuarse por transferencia directa del Tesoro Público.

##### TITULO VIII

##### DISTRIBUCION DE GAS NATURAL

**Artículo 79°.-** La distribución de gas natural por red de ductos es un servicio público. El MEM otorgará concesión para la distribución de gas natural por red de ductos a entidades nacionales o extranjeras que demuestren capacidad técnica y financiera.

**Artículo 80°.-** El MEM determinará la autoridad competente para regular el servicio de distribución de gas natural por red de ductos y dictará el reglamento que establecerá, entre otros aspectos, los siguientes:



- a) Normas específicas para otorgar concesiones. (DGH)
- b) Organización, funciones, derechos y obligaciones de autoridad competente de regulación. (CTE)
- c) Normas para determinar los precios máximos al consumidor. (CTE Ley N° 27332)
- d) Normas de seguridad. (DGH)
- e) Normas relativas al Medio Ambiente. (DGAA)

## TITULO IX

### DISPOSICIONES GENERALES

#### DERECHOS DE USO, SERVIDUMBRE Y EXPROPIACION

**Artículo 82°.-** Las personas naturales o jurídicas, nacionales o extranjeras, que desarrollen actividades de hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y IV, tienen derecho a utilizar el agua, grava, madera y otros materiales de construcción que sean necesarios para sus operaciones, respetándose los derechos de terceros y en concordancia con la legislación pertinente.

Asimismo, podrán gestionar permisos, derechos de servidumbre, uso de agua y derechos de superficie, así como cualquier tipo de derechos y autorizaciones sobre terrenos públicos o privados, que resulten necesarios para que lleven a cabo sus actividades.

Los perjuicios económicos que ocasionase el ejercicio de tales derechos deberán ser indemnizados por las personas que ocasionen tales perjuicios.

**Artículo 83°.-** Se establece la servidumbre legal de paso, para los casos en que sea necesaria para las actividades de hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y IV. El reglamento de la presente Ley establecerá los requisitos y procedimientos que permitan el ejercicio de este derecho.

**Artículo 84°.-** Los interesados, debidamente calificados para llevar a cabo actividades de hidrocarburos comprendidas en los Títulos II, III y VIII, podrán solicitar al MEM la expropiación de terrenos de propiedad privada. El MEM evaluará la solicitud y, en caso de declarar su procedencia con el sustento debido, tales expropiaciones quedan



consideradas como de necesidad nacional y pública; iniciándose el trámite de expropiación del área necesaria conforme a ley.

**D.S. N° 041-99-EM**

## **REGLAMENTO DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS POR DUCTOS**

### **TITULO I**

#### **DISPOSICIONES GENERALES**

**Artículo 1°.** - Este reglamento norma lo relativo al transporte de hidrocarburos por ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar Concesiones, para fijar las tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización.

### **TITULO II**

#### **CONCESION DE TRANSPORTE**

**Artículo 7°.**- La Concesión se otorga a plazo determinado, el mismo que no será mayor de sesenta (60) años - incluyendo prórrogas - ni menor de veinte (20) años.

**Artículo 8°.**- Pueden otorgarse prórrogas por un máximo de 10 años cada vez.

**Artículo 12°.**- La Concesión se otorga por:

- a) Licitación o concurso público.
- b) Solicitud de parte.

**Artículo 31°.**- El Contrato de Concesión que se suscribe entre la DGH y el Concesionario debe consignar como mínimo lo siguiente:

- a) Nombre del concesionario.
- b) Derechos y obligaciones de las partes.
- c) Condiciones de suministro.
- d) Calendario de ejecución de obras.
- e) Servidumbres requeridas.
- f) Causales de terminación o pérdida de la concesión.



- g) Garantía de fiel cumplimiento de ejecución de las obras por un monto equivalente al cinco por ciento (5%) del presupuesto.
- h) Tarifas iniciales aprobadas por la CTE, cuando se trate de la primera concesión.
- i) Condiciones de acceso.
- j) Otras disposiciones que le sean aplicables.

### **Obligaciones del Concesionario**

#### **Artículo 36°.-**

- a) Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al calendario de ejecución de obras contenido en el respectivo contrato.
- b) Prestar el servicio de transporte de acuerdo a los términos y condiciones previstos en el contrato y en las normas legales vigentes.
- c) Conservar y mantener el sistema de transporte en condiciones adecuadas para su operación eficiente, garantizando la calidad, continuidad y oportunidad del servicio según las condiciones que fije el Contrato y las normas técnicas pertinentes. El concesionario deberá diseñar, construir, operar y mantener el sistema de transporte.
- d) Publicar a su costo en el Diario Oficial El Peruano, las resoluciones mediante las cuales sea sancionado, dentro del plazo que establezca la autoridad competente.
- e) Desarrollar sus actividades respetando las normas de libre competencia y antimonopolio vigentes o que se dicten en el futuro. Los concesionarios no podrán ofrecer ni otorgar ventajas o privilegios entre los usuarios por la misma clase de servicio.
- f) Aplicar las tarifas que se fijen de acuerdo al reglamento.
- g) Presentar la información técnica y económica a los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores en la forma, medios y plazos que éstos establezcan.
- h) Cumplir con las normas de seguridad y demás normas técnicas aplicables.



- i) Facilitar las inspecciones técnicas a sus instalaciones que dispongan los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.
- j) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores con el aporte fijado en la Ley N° 27116.
- k) Cumplir con las normas de conservación del ambiente y del patrimonio cultural de la nación.
- l) Llenar el sistema de transporte a su costo y responsabilidad, para el caso de transporte de gas natural.
- m) Asumir las pérdidas de hidrocarburos por mermas por encima del uno por ciento (1 %) del volumen transportado.
- n) Asumir el costo de los Hidrocarburos utilizados como combustible en el sistema de transporte.
- o) Instalar, mantener, operar a su cargo en, o cerca de cada Punto de Entrega, estaciones de medición adecuadamente equipadas.

**Artículo 41°.-** El concesionario es responsable de la pérdida parcial o total y del deterioro de los hidrocarburos.

**Artículo 45°.-** La concesión termina por:

- Vencimiento del plazo del contrato.
- Declaración de caducidad.
- Aceptación de la renuncia a la concesión.
- Otras causas especificadas en el contrato.

### TITULO III

#### SERVICIO DE TRANSPORTE

**Artículo 59°.-** Previo al inicio de la prestación del servicio de transporte, el concesionario y el solicitante deberán suscribir un Contrato de Transporte.

**Artículo 65°.-** Corresponde al MEM expedir las normas que regulan la transferencia de capacidad contratada.

Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.



**Artículo 74°.-** El concesionario esta obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes, siempre que sea técnicamente viable.

**Artículo 78°.-** La DGH normará las condiciones de acceso al sistema de transporte.

## **REGLAMENTO DE DISTRIBUCION DE GAS NATURAL POR REDES DE DUCTOS**

### **TITULO I**

#### **DISPOSICIONES GENERALES**

**Artículo 1°.-** Este reglamento norma lo relativo a la distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo procedimientos para otorgar concesiones, fijar tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección al ambiente, sobre la autoridad competente de regulación y de fiscalización.

### **TITULO II**

#### **CONCESION DE DISTRIBUCION**

**Artículo 7°.-** La concesión de distribución en un área determinada será exclusiva para un solo concesionario y ésta área no puede ser reducida sin autorización de la DGH.

**Artículo 8°.-** El consumidor regulado puede adquirir gas natural del concesionario o del comercializador.

Los consumidores independientes, productores y comercializadores tienen acceso abierto al sistema de distribución, con el pago de una tarifa.

**Artículo 10°.-** El plazo de la concesión es como máximo de 60 años, incluyendo prórrogas, y como mínimo 20 años.

**Artículo 11°.-** El plazo de la concesión puede ser prorrogado sucesivamente por la DGH por un plazo no mayor de 10 años.

**Artículo 15°.-** La Concesión se otorga por:

Licitación o concurso público.

Solicitud de Parte.

**Artículo 42°.-** El concesionario está obligado a:

- a) Ejecutar el proyecto y la construcción de obras de acuerdo al contrato.



- b) Dar servicio a quien lo solicite dentro del área de concesión. En caso de servicios fuera del área de concesión se requiere autorización de la DGH.
- c) Tener contrato vigente que le garanticen suministro de gas natural por 24 meses como mínimo
- d) Conservar y mantener el sistema de distribución, en condiciones adecuadas.
- e) Publicar a su costo en el diario El Peruano las sanciones que le sean imputadas por la autoridad competente.
- f) Permitir la utilización por terceros de la capacidad no comprometida.
- g) Desarrollar sus actividades respetando la libre competencia y evitando el monopolio.
- h) Aplicar Tarifas fijadas.
- i) Presentar información técnica y económica a los organismos competentes.
- j) Cumplir con las normas de seguridad.
- k) Facilitar inspecciones técnicas a sus instalaciones.
- l) Contribuir al sostenimiento de los organismos normativos, reguladores y fiscalizadores.
- m) Cumplir con preservar el ambiente y el patrimonio cultural de la nación.

**Artículo 43°.-** El gas natural suministrado debe ser corregido a 15°C y 1013 milibar, para efectos de facturación.

**Artículo 44°.-** El Gas Natural debe ser entregado en las siguientes condiciones:

Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.

No contener más de 3 mg/m<sup>3</sup> de sulfuro de hidrógeno, ni más de 15 mg/m<sup>3</sup> de azufre total.

El contenido máximo de dióxido de carbono es de 3,5% de su volumen, y los inertes no mayor a 4%.

Debe estar libre de agua en estado líquido y contener como máximo 65mg/m<sup>3</sup> de vapor de agua.



Su temperatura debe ser como máximo de 50°C.

El contenido calorífico bruto debe estar entre los 8 800 y 10 300 kcal/ m<sup>3</sup>

**Artículo 49°.-** La concesión termina por:

Vencimiento del plazo del contrato.

Declaración de caducidad.

Aceptación de la renuncia a la concesión.

Otras causas especificadas en el contrato.

**Artículo 63°.-** El Consumidor, ubicado dentro del área de concesión, tiene derecho a que el concesionario le brinde servicio de distribución.

La DGH establecerá el procedimiento para permitir el acceso mediante aportes de aquellos solicitantes cuya solicitud haya sido denegada por razones económicas.

## **LEY DE PROMOCION DEL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL**

**Artículo 1°.-** Tiene por objeto establecer las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del gas natural, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.

**Artículo 3°.-** Declárese de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos y los usos industriales en el país.

**Artículo 4°.-** Adicionalmente a la Ley N° 26221, los derechos de explotación de reservas probadas de gas natural, se pueden otorgar según el TUO (D.S. N° 059-96-PCM) y el Decreto Legislativo N° 674 (Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado).



**Artículo 5°.-** El otorgamiento en concesión para el transporte de gas, transporte de condensados y distribución de gas por red de ductos, se pueden efectuar según el TUO (D.S. N° 059-96-PCM).

## **LEY N° 27377**

### **LEY DE ACTUALIZACION DE HIDROCARBUROS**

#### **CAPITULO I**

#### **MODIFICACIONES DE LA LEY ORGANICA DE HIDROCARBUROS**

**Artículo 3°.-** Regalía y retribución.

Modifíquense los Artículos 45° y 46° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, de acuerdo al texto siguiente:

**Artículo 45°.-** Los contratistas pagarán la regalía por cada contrato de licencia en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos provenientes del área de dicho contrato.

En este caso el contratista pagará al Estado la regalía en efectivo, de acuerdo con los mecanismos de valorización y de pago que se establecerán en cada contrato, teniendo en cuenta que los hidrocarburos líquidos serán valorizados sobre la base de precios internacionales y el gas natural sobre la base de precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso. La regalía será considerada como gasto.

**Artículo 46°.-** La retribución de cada contrato de servicios se determinará en función de la producción fiscalizada de hidrocarburos proveniente del área de dicho contrato y se pagará conforme se acuerde en cada contrato. Los mecanismos de valoración en este caso serán los mismos criterios establecidos en el Artículo 45°

Sin embargo el marco legal de la actividad petrolera relacionada al gas natural involucra una serie de normas, las cuales en su mayoría se indican a continuación:



1. **R.S. N° 01030-5-2002-EM.** Autorizan cesión contractual del contrato de concesión de distribución de gas natural por redes de ductos en Lima y Callao
2. **D.S. N° 033-2000-EM:** Otorgan garantía del Estado en contratos de concesión de transporte y distribución de gas natural por red de ductos de Camisea a Lima y Callao.
3. **R.S. N° 103-2000-EM:** Otorgan a Transportadora de Gas del Perú S.A. la concesión de distribución de gas natural por red de ductos en el Departamento de Lima y Provincia Constitucional del Callao.
5. **D.S. N° 034-2001-EM.:** Modifican disposiciones relativas a centrales termoeléctricas que operan con gas natural y a la capacidad contratada por generadores eléctricos a que se refiere el D.S. N° 040-99-EM.
6. **R.S. N° 101-2000-EM:** Otorgan a Transportadora de Gas del Perú S.A. la concesión de transporte de gas natural por ductos de Camisea al City Gate en Lima.
7. **R.S. N° 102-2000-EM:** Otorgan a Transportadora de Gas del Perú S.A. la concesión de transporte de líquidos de gas natural por ductos de Camisea a la costa.
8. **D.S. N° 030-2000-PCM:** Ley de hidrocarburos. Autorizan otorgamiento de estabilidad tributarla en convenios para concesiones de transporte y distribución de gas natural por ductos y de estabilidad impositiva en contrato de licencia para explotación de gas natural en Camisea.
9. **R.D. N° 007-2001-DGE:** Precisan alcances de resolución respecto a valores de referencia sobre precio del gas para el caso de centrales abastecidas con gas natural no proveniente del yacimiento de Camisea.



10. **Ley Nº 27133:** . Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural.
11. **R.M.Nº 421-2001-ME:** Constituyen comité encargado de realizar el seguimiento de la ejecución del proyecto Camisea.
12. **D.S. Nº 053-2001-EM:** Modifican el reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.
13. **D.S. Nº 042-2001-EM:** Modifican el reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.
14. **D.S. Nº 012-2001-EM:** Modifican artículos del reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.
15. **D.S. Nº 018-2000-EM:** Modifican artículos del reglamento de la ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural.
16. **D.S. Nº 030-2001 EM:** Precisan y establecen disposiciones relativas al desarrollo de actividades colaterales de naturaleza comercial utilizando infraestructura energética.
17. **Ley Nº 27116:** Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía. (17/05/99).
18. **R.M. Nº 688-99-EM:** Declaración de necesidad e interés nacional, el desarrollo del proyecto Camisea.
19. **R.M. Nº 331-2001-ME:** Designan miembros de la comisión técnica mixta encargada de realizar estudios sobre planificación urbana, densidad, usos del suelo y potenciales usuarios de gas natural.
20. **D.S. Nº 037-2001-EM:** Modifican el reglamento de calificación de empresas petroleras.



21. **R.M. N° 356-2001-ME:** Crean el comité de apoyo para el desarrollo del programa "Ciudades Limpias – Perú".
22. **R.M. N° 332-2001-ME:** Aprueban procedimientos Nros. 31 a, 31 b y 31 c, referidos a la entrega de información de precios, costos y calidad de combustibles líquidos, carbón y gas natural.
23. **D.S N° 011-99-EM:** Decreto Supremo que precisa que el Ministerio aprobará la escala de multas y sanciones que aplica el OSINERG por incumplimiento a leyes de concesiones eléctricas y orgánica de hidrocarburos. (24/04/99).
24. **Ley N° 27342:** Ley que regula los convenios de estabilidad jurídica.
25. **Ley N° 26221:** Ley orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional.
26. **Ley N° 27506:** Ley del canon.
27. **D.S. N° 005-2002-EM:** Aprueban reglamento de la ley de canon.
28. **D.S. N° 054-2001-PCM:** Aprueban el reglamento general del organismo supervisor de la inversión en energía – OSINERG .
29. **Ley N° 27037:** Ley de promoción de la inversión en la amazonía (30/12/98).
30. **Ley N° 26911:** Ley que amplía los alcances del régimen de recuperación anticipada del IGV a las empresas que exploten recursos naturales.
31. **Ley N° 27763:** Ley complementaria de legislación del canon y sobrecanon para petróleo y gas en Piura y Tumbes.
32. **D.S. N° 021-96-EM:** Reglamento para el transporte de hidrocarburos por ductos. (25/04/96).



33. **D.S. N° 030-98-EM:** DGH. leyes. 1 Reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivados de los hidrocarburos.
34. **D.S. N° 019-98-MTC:** Dispone eliminar del mercado la oferta de Gasolina 95 con plomo y reducir el límite máximo de contenido de plomo en la Gasolina 84 . (14/07/98).
35. **D.S. N° 020-2001-EM:** Modifican artículo del reglamento de seguridad para establecimientos de venta al público de combustibles derivados de hidrocarburos.
36. **Guía para elaborar PAMA:** Guía para elaborar programa de adecuación y manejo ambiental introducción el "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos" Decreto Supremo N° 046-93-EM) se promulgó en noviembre de 1993.
37. **Guía para quemado de Gas:** Guía ambiental para el quemado de gas en instalaciones de exploración y producción petrolera Esta guía es una de la serie de documentos publicados por el Ministerio de Energía y Minas del Perú. Los Títulos en esta serie son: – Guía para Elaborar Estudios de Impacto Ambiental (EIA).
38. **LEY N° 27699:** Ley complementaria de fortalecimiento institucional del organismo supervisor de la inversión en energía (OSINERG).
39. **D.L. N° 043:** Ley de la empresa petróleos del Perú (PETROPERU).
40. **D.S. N° 003-2000-EM:** Decreto Supremo que precisa que el plazo administrativo fijado en el D.S. N° 053-99-EM para la aprobación de estudios de impacto ambiental, no se considerará dentro de los plazos fijados en el artículo 22° de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos.



41. **D.S. N° 022-99-EM:** . Decreto Supremo que modifica artículos del reglamento para la exploración y explotación de hidrocarburos.
42. **D.S. N° 084-98-EF:** Aprueba el nuevo reglamento del decreto legislativo no 818 que estableció normas aplicables a empresas que suscriban contratos con el Estado para exploración, desarrollo y/o explotación de recursos naturales. (14/08/98).
43. **D.S. N° 095-98-EF:** Dictan normas que permitan viabilizar el arrastre de pérdidas tributarias para efecto del impuesto a la renta de las empresas comprendidas bajo los alcances del Decreto Legislativo No 818. (15/09/98).
44. **R.M. N° 149-99-EM:** Autorizan la comercialización de GLP en cilindros de tres kilogramos.
45. **Ley N° 26734:** Aprueba Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía (OSINERG) (31/12/96).
46. **D.S. N° 084-98-EF:** Normas que regulan la recuperación anticipa del IGV. Nuevo reglamento del decreto legislativo 818.
47. **R.M. N° 728-99-EM:** Aprueban reglamento de participación ciudadana en el procedimiento de aprobación de los estudios ambientales presentados al Ministerio.
48. **D.S. N° 052-93-EM:** Reglamento de seguridad para el almacenamiento de hidrocarburos. (18/11/93).
49. **D.L. N° 892:** Participación de los trabajadores en la utilidad.
50. **D.S. N° 014-92-EM:** Texto único ordenado de la ley general de minería.



51. **R.M. N° 353-2000-EM:** Aprueban escala de multas y penalidades a aplicarse por incumplimiento de disposiciones del TUO de la ley general de minería y sus normas reglamentarias.
52. **D.L. N° 613:** Legislación de asuntos ambientales. Código del medio ambiente y los recursos naturales.
53. **Ley N° 27332:** Ley marco de los organismos reguladores de la inversión privada en los servicios públicos.
54. **R.M. N° 176-99-EM:** Aprueban escala de multas y sanciones que aplicará el OSINERG por infracciones a las leyes de concesiones eléctricas y orgánica de hidrocarburos y demás normas complementarias. (23/04/99).
55. **Protocolo de Monitoreo de Calidad de Agua:** DGH. Protocolo de monitoreo de calidad de agua. La industria petrolera enfrenta muchos problemas ambientales, entre ellos: El control de la descarga de contaminantes en la atmósfera, El control de la descarga de contaminantes en aguas superficiales, La reinyección de agua de formación en agua.
56. **D.L. N° 757:** Regímenes de garantía a la inversión privada. Ley marco para el crecimiento de la inversión privada.
57. **D.S. N° 011-97-AG:** Aprueba el reglamento de la ley N° 26505, referida a la inversión privada en el desarrollo de actividades económicas en tierras del territorio nacional y de las comunidades campesinas y nativas.
58. **D.S. N° 013-96-AG:** Aprueban el reglamento de la ley N° 26737, que regula la explotación de materiales que acarrear y depositan aguas en sus alveos o cauces.
59. **D.S. N° 162-92-EF:** Regímenes de garantía a la inversión privada. Aprueba el reglamento de los regímenes de garantía a la inversión privada. (12/10/92).



60. **Ley N° 26505:** Ley de la inversión privada en el desarrollo de las actividades económicas en las tierras del territorio nacional y de las comunidades campesinas y nativas.
61. **D.S. N° 045-2001-EM:** Aprueban reglamento para la comercialización de combustibles líquidos y otros productos derivado de los hidrocarburos.
62. **D.S. N 054°-2001-EM:** Sustituyen artículos del reglamento de transporte de hidrocarburos por ductos.
63. **D.S. N° 009-95-EM:** Decreto Supremo que modifica el reglamento de medio ambiente para las actividades de hidrocarburos. (13/05/95).
64. **D.S. N° 138-94-EF:** Aprueba lista de bienes e insumos destinados a las actividades de exploración petrolera a importarse, exonerados de todo tributo (06/11/94).
65. **R N° 024-95-INDECOPI/CNM:** Aprueban como normas técnicas peruanas, diversos proyectos aprobados por el comité técnico especializado de gas licuado de petróleo RESOLUCION N° 024-95-INDECOPI/CNM (1) Lima, 16 de Junio de 1995.
66. **R.D. N° 030-96-EM/DGAA:** Leyes de hidrocarburos. Niveles máximos permisibles para efluentes líquidos producto de actividades de explotación y comercialización de hidrocarburos RESOLUCION DIRECTORAL N° 030-96-EM/DGAA (1) Lima, 4 de noviembre de 1996.
67. **D.S. N° 046-EM:** Se aprobó el reglamento de seguridad e higiene minera.
68. **Guía de Operaciones Petroleras Costa Afuera:** DGH. guía. 1 REPUBLICA DEL PERU MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS GUIA AMBIENTAL PARA OPERACIONES PETROLERAS COSTA AFUERA Dirección General de Asuntos Ambientales Sub-Sector Hidrocarburos 20002.



## 2.8.- Problemática que Enfrenta el Desarrollo de un Proyecto Gasífero.-

No es fácil introducir el gas en un mercado dentro del cual no ha jugado un rol significativo. El desarrollo de los proyectos de gas tiene ciertas características que los hacen particularmente vulnerables.

Los proyectos de desarrollo de gas natural son de alta exposición de capital y requieren de una economía de escala para ser rentables. Esto es verdad si las inversiones son efectuadas tanto por el sector público como por el sector privado, aunque el sector público esté con mayor frecuencia, propenso para invertir con menores rentabilidades que las del sector privado.

En el caso de que el sector privado no tenga voluntad de invertir, puede ser justificable que el Estado en su rol de subsidiariedad lo haga en determinadas circunstancias.

El transporte del gas resulta caro e inflexible. El gas generalmente se transporta a través de ductos que requieren de grandes inversiones para su construcción y que luego resultan imposibles de reubicar, los mismos que pueden complementarse con transportes marinos utilizando grandes tanqueros para LNG, los cuales implican consideraciones de seguridad de elevado nivel, como lo establece la International Chamber of Shipping<sup>1</sup> y el US Department of Transportation<sup>2</sup>, lo que ocasiona también un encarecimiento del transporte. De acuerdo a ello, cuando un yacimiento de gas es desarrollado, es inevitable que se cuente con un mercado seleccionado para toda la vida del proyecto. Si el mercado escogido falla o no alcanza las expectativas, el gas para llegar a un mercado alternativo, el inversionista tendría que efectuar grandes desembolsos que volverían el proyecto

<sup>1</sup> TANKER SAFETY GUIDE LIQUEFIED GAS. International Chamber of Shipping. \_ England 1995.

<sup>2</sup> GUIDANCE MANUAL FOR OPERATORS NATURAL GAS SYSTEMS. USS Dpt. Of Transp.



antieconómico (El único mercado de gas que es lo suficientemente flexible para escapar a estas limitaciones, es el de Estados Unidos, donde existe una amplia red de ductos).

En muchos proyectos de gas, solamente un usuario (frecuentemente un monopolio del Estado) toma casi toda la producción del gas, o puede ser que uno o dos grandes usuarios sean los más importantes en el desarrollo. Un problema que se genere con uno de los usuarios que afecte el precio del gas o el volumen de producción, puede socavar totalmente las bases de la inversión.

Es importante hacer notar que quien desarrolla un proyecto de gas (el productor), llega virtualmente a efectuar cerca del total de su inversión antes que fluya el primer metro cúbico de gas y antes que reciba ingreso alguno. Es por eso que se debe ser muy cauteloso en la inversión. Cuando menos se debe tener un mercado al cual dirigirse y que éste a su vez, requiera el volumen suficiente y esté dispuesto a pagar un precio satisfactorio. La inversión es riesgosa y vulnerable si se presenta competencia a menor precio. Este gas a menor precio llegará a ser realidad en la medida en que los desarrollos posteriores puedan tomar ventaja de los beneficios de la infraestructura y escala proporcionados por el desarrollo inicial. El usuario, al mismo tiempo, puede también tomar ventaja de dicha competencia y proponer un menor precio al productor, quien ya ha efectuado su inversión, pero ve disminuida su porción de venta, sin embargo, deberá continuar produciendo y vendiendo gas a un precio reducido, haciendo así lo mejor que pueda para recuperar su inversión.

Los productores en materia de gas han desarrollado numerosas estrategias para salir adelante en este tipo de problemas. Para que el productor alcance una escala económica suficiente, es importante que al comienzo logre un gran volumen de venta. Este punto es fundamentalmente importante en la economía del proyecto. Las opciones para lograrlo son limitadas. En una ciudad donde hubo una significativa industria de gas (usualmente a menor precio), el gas natural puede ser un elemento fundamental, pero éste no es el caso



del Perú, donde la industria de gas es relativamente pequeña. El elemento más importante, por lo general, es conseguir un potencial usuario, cuya necesidad coincida con la disposición del nuevo abastecimiento de gas, o un usuario que pueda fácil y económicamente convertirse a gas. En muchas partes del mundo el único candidato a proveer esta carga base es la generación eléctrica, por lo que usualmente se compromete es la construcción de una planta termo eléctrica generadora de ciclo combinado, en un plazo que coincida con la llegada del gas.

Grandes plantas procesadoras de minerales o plantas de amoníaco o metanol pueden también cumplir este rol, pero su escala es normalmente menor, y esto puede requerir más usuarios en vez de solo uno, principal. Para evitar la inflexibilidad del compromiso de compra, en el nuevo yacimiento de gas, se querrá reemplazar cualquier usuario de carga base con un grupo de pequeños usuarios, teniendo para ello un rango de precio y perfiles de contratos (compromisos de compra).

Otro factor a considerar por un productor es la distancia del yacimiento al mercado comprador. Obviamente, mientras más cercano se encuentra el yacimiento a los mercados potenciales, menor será el costo del transporte. En el Perú sin embargo, las distancias son considerables. Camisea se encuentra cerca de 600 kilómetros de sus principales mercados compradores, salvo el de la generación eléctrica que podría ser "in situ".

El productor debe intentar mantener costos bajos, minimizando las variaciones diarias y temporales de la producción de gas, dando confianza a los usuarios y construyendo depósitos cercanos a los mercados compradores. Sin embargo, lo más importante para lograr ingresos razonables mientras se mantiene el precio del gas bajo, es ofrecer contratos "Take or Pay" a largo plazo. Estos contratos dan al productor la confianza necesaria en la fluidez del pago a largo plazo y reducen el riesgo de inversión. Esto



permite al productor aceptar un retorno del capital más lento, pero más seguro, lo cual origina que pueda ofrecer al mercado precios atractivos y aceptables.

Los contratos "Take or Pay" de más o menos 20 años de duración con la cláusula de precios ya definida, son también la clave para tratar con un solo usuario (y más que nada son frecuentemente la razón por la cual los acuerdos son realizados con solamente un usuario). Es de mucha preocupación para el productor que el usuario pueda cumplir con las obligaciones de un contrato a largo plazo, el cual usualmente representa un compromiso millonario. No es para sorprenderse que solo las compañías más grandes y solventes sean las que inviertan. En el caso de generación eléctrica, los contratos a largo plazo son usualmente un pre-requisito de ambas partes, ya que la habilidad para financiar el desarrollo de las estaciones de generación depende de la seguridad de abastecimiento de gas a largo plazo, mientras que para el caso de la explotación del yacimiento de gas requiere una seguridad de compromiso de compra. Esto usualmente obliga a la planta de generación a operar en carga base.

El contrato "Take or Pay" a largo plazo tiene también un factor disuasivo al comportamiento oportunista de algunos usuarios. Un inversionista prudente, sin embargo, deberá conocer al potencial cliente antes de negociar con él. El inversionista queda en una situación muy vulnerable después que un contrato ha entrado en vigencia. La mejor defensa contra este efecto es tener un grado de integración vertical en el negocio del gas, por ello, es común que los usuarios ofrezcan alguna participación en el desarrollo del yacimiento, a fin de desalentar el comportamiento oportunista, así como para alinear más fuertemente vendedores y compradores dentro de una asociación de larga vigencia. Es algo común que se ofrezca al productor algún tipo de participación en los ductos y también, algunas veces, en los sistemas de distribución.

Dentro de las consideraciones generales resulta también interesante lo expuesto por Moceen Shirazi en su estudio denominado *The Commercialization Process in Exploration*



and Production Agreements – A Study from the Africa Gas Initiative, quien menciona que un programa de desarrollo de gas a nivel de comercialización y distribución abarca una cadena integrada de actividades, necesarias para la venta y entrega comercial del gas natural a los usuarios en el mercado interno. Esto puede incluir el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las facilidades necesarias para recibir, medir, tratar, procesar y transportar gas natural de los yacimientos al consumidor. Adicional a ello, frecuentemente se incluye estudios técnicos y económicos así como acuerdos financieros y de ventas.

Después de efectuado el descubrimiento de gas, el gobierno debería establecer una organización de comercialización y distribución, la cual podría ser de derecho público o privado o ambos, para dirigir el programa de desarrollo del gas.

Antes de la formulación del programa de desarrollo para la comercialización y distribución del gas, el gobierno o la organización creada, en colaboración con el productor, pudiera necesitar llevar a cabo o actualizar un estudio de gas a nivel regional o del país (dependiendo del potencial del gas descubierto) comprendiendo los siguientes puntos:

- a. Evaluación de la disponibilidad de los mercados para el gas natural, considerando diferentes precios, con una proyección de 10 años a 20 años.
- b. Comparación de varios escenarios de desarrollo – consumo, en términos de su factibilidad técnica, económica y financiera.
- c. Determinación de un plan maestro de desarrollo dentro del cual se pueden formular proyectos individuales.



- d. Formulación de políticas económicas y financieras que aseguren la eficiente explotación del gas y la viabilidad técnica y financiera del productor, el transportista, el distribuidor y el usuarios.

Por lo general se requieren 2 años para estudios iniciales y para la finalización de acuerdos contractuales y financieros, y luego 3 años para poner en producción los yacimientos y desarrollar la comercialización y distribución. El cronograma puede requerir mayor tiempo dependiendo ello del tamaño y las especificaciones del proyecto, particularmente cuando un mercado de exportación está involucrado, si bien el proyecto permanece del mismo tamaño a pesar de todo. El proceso de la comercialización por los mercados domésticos y de exportación, o ambos, será significativamente facilitado y acortado si el contrato petrolero contiene un abastecimiento de gas compresivo y pragmático.

Una ligazón cerrada entre la explotación de los yacimientos y el desarrollo de la comercialización y distribución (mercado, ventas, contratos, transporte y red de distribución) significa que un buen número de decisiones, estudios e inversiones tendrán que ser completados en paralelo antes de que el siguiente paso pueda darse.



## **CAPITULO 3**

### **VARIABLES QUE INTERVIENEN EN EL MERCADO DEL GAS Y SU INFLUENCIA**

Dentro de las partes que tienen mayor importancia en este trabajo, está la de definir cada una de las variables y su respectiva influencia. Como comprenderán, la influencia es una característica dinámica, la cual dependerá en mucho de las adecuadas políticas que se adopten con la finalidad de acceder a un adecuado desarrollo del mercado.

#### **3.1.- Oferta del Mercado**

Como todo mercado, este no está exento de la ley de la oferta y la demanda. Es por ello que en este caso la oferta la representa la disponibilidad que tiene el productor de suministrarnos este combustible para satisfacer los requerimientos de los consumidores. En la actualidad, con el ingreso del gas proveniente de Aguaytía, sumado al gas de Talara y el que se importa, tenemos una buena oferta de GLP, sin embargo no existe oferta de gas natural y GNC. A partir del año 1992 se disminuyó significativamente la reducida oferta de gas natural que había en el país, el cual solamente se distribuía por red de tuberías en la ciudad de Talara.



Con el desarrollo del yacimiento de Camisea, con reservas probadas de 8.7 TCF, se busca desarrollar el mercado del gas natural en el país. Los contratos Take or Pay celebrados entre el consorcio a cargo del proyecto, como lo es el caso del contrato firmado por ELECTROPERU y posteriormente transferido a ETEVENSA, por una demanda de 70 MMPCD, han garantizado una demanda inicial suficiente para justificar la construcción del gasoducto hasta la ciudad de Lima. El gasoducto ha sido diseñado para una demanda inicial de 250 MMPCD y puede ser ampliado a una demanda final de 729 MMPCD.

Como se puede observar del párrafo anterior, para activar el mercado se requiere de grandes inversiones, y por lo general, estas las pueden realizar los grandes consorcios de empresarios, los cuales cuentan con los recursos económicos, financieros, técnicos y profesionales para ejecutar proyectos de gran magnitud y poner en los mercados la disponibilidad de consumir estos energéticos. Camisea no fue una excepción a la regla, ya que es el consorcio Hunt Oil & Asociados, el cual oferta al mercado limeño, un nuevo energético capaz de sustituir el diesel, kerosene, gasolina y GLP entre otros, con la ventaja de tener menores precios. Es por esto que se puede definir que si bien existe una demanda potencial para este combustible, si no se hubiera iniciado esta cadena con la oferta del energético, este mercado no se desarrollaría.

### **3.2.- Demanda en Función del Tamaño del Mercado por Sub-Sectores**

Como todo mercado, existe una estrecha relación entre la oferta y la demanda, y este caso no es una excepción. Debido a que no existe oferta de gas natural y GNC en la actualidad, nuestra población no desarrolló hábitos de consumo de este importante energético. Es así que nuestros diferentes Sub-Sectores no se han adecuados para su consumo, y recientemente, debido a la certeza de que en el breve plazo contemos con la oferta de gas natural y GNC, se está planificando la posibilidad



### 3.3.- Tasas de Crecimiento

Las tasas de crecimiento son factores importantes en el análisis de la evolución de los mercados.

La estadística del crecimiento de la población, el crecimiento de la economía, los niveles de oferta y demanda de gas natural para nuestro caso, nos permitirá determinar las tendencias del movimiento de la oferta y demanda que en el futuro podrían presentar. Es así como se puede ver la importancia de estos registros, ya que con las políticas que se puedan adoptar, se conseguiría modificar las tendencias vegetativas, para producir las variaciones deseadas, las cuales pueden ser de incremento o reducción de los niveles de consumo.

**Tabla 3.2 CONSOLIDADO DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN EL PERU. - UNIDAD (TJ)**

AÑO	1985	1986	1987	1988	1989	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000
Tasa de crecimiento de la población (%)	2.4	2.2	2.1	2.0	2.0	1.9	1.8	1.8	1.7	1.7	1.7	1.8	1.8	1.8	1.7	1.7
Tasa de crecimiento del PBI		10.0	8.0	-8.7	-11.7	-5.1	2.2	3.2	4.8	12.8	8.6	1.5	6.7	-0.5	0.9	31.0

Fuente: Balance Nacional de Energía – 2002, Ministerio de Energía y Minas – Oficina Técnica de Energía – Diagramación Propia.

### 3.4.- Consumo Per Cápita

El consumo per cápita es un indicador que se obtiene al relacionar el consumo con la población. Debido a que es de importancia identificar el grado de bienestar de la población, este indicador nos ayuda a identificar el nivel de consumo de la población, bajo la premisa de que a mayor consumo, mayor bienestar. Si comparamos el nivel de consumo de un poblador rural con un poblador urbano,



entenderíamos que una persona con mayor consumo es porque tiene acceso a las comodidades de los pueblos desarrollados.

El indicador de consumo per cápita permite comparar los niveles de bienestar de diferentes poblaciones o países. Es importante discriminar adecuadamente los reales consumos de la población, debido a que sectores industriales afincados cerca de poblaciones rurales distorsionarían el nivel de bienestar de dicha población, ya que se podría entender que tendrían altos consumos, lo cual no se ajustaría a la realidad.

### **3.5.- Hábitos de Consumo**

Los hábitos de consumo representan los consumos que en el mercado se producen sin que el consumidor realice un acto reflexivo en su elección, esto es debido principalmente a haberse convertido en una actividad repetitiva inconsciente. Este tipo de comportamiento define los movimientos vegetativos de los mercados.

Modificar los hábitos de consumo de los diferentes sub-sectores implica un arduo trabajo de promoción, y los resultados se ven en el tiempo. Es muy importante considerar en las campañas de instrucción de los consumidores, conocimientos y argumentos sólidos que convencen en el tiempo la conveniencia de la modificación del hábito de consumo, con la finalidad de no caer en una simple moda que se desvanezca rápidamente, perjudicando las grandes inversiones realizadas para elevar la producción que satisfaga los picos de consumo que pudieran generarse en la boga del consumo.

### **3.6.- Marco Legal**

El Marco Legal es un elemento de gran importancia tanto para los grandes consumidores como para los productores. Normalmente los pequeños consumidores



no se percatan de las implicancias, que este marco con sus disposiciones, puedan influir en el movimiento del mercado, debido principalmente a que en la pequeña economía se puede diluir su impacto.

Sin embargo entre los grandes consumidores y productores, la economía de escala hace notoria su influencia, y posibilita o no, el desarrollo de la actividad económica.

En el Marco Legal se encuentran las políticas adoptadas por el país para la ejecución de las actividades relacionadas, así como las políticas de incentivo para las actividades de exploración, explotación, distribución y comercialización. Es por ello que reviste una importancia neurálgica el adecuado dimensionamiento para afectar correctamente el movimiento del mercado.

Dentro de esta variable se encuentra la Burocracia Administrativa, factor que si bien muchas veces no esta definido en ninguna norma, su existencia y permanencia descontrolada, puede ocasionar la lentitud de la actividad, atentando contra la necesaria dinámica que los mercados requieren para su actuación en los mercados globalizados.

### **3.7.- Carga Tributaria**

El Gobierno requiere financiamiento para desempeñar los roles asignados, es por ello necesaria la existencia de los impuestos. El sistema tributario se inserta en las economías para absorber del sector privado, los recursos para el funcionamiento del Gobierno en todos sus ámbitos, sin embargo, al hacerlo se introduce una distorsión que afecta los precios relativos en la economía, alterando las decisiones de los agentes privados, e introduciendo un costo en términos de una más eficiente



asignación de recursos. El sector hidrocarburos por su demanda inelástica, garantiza ser un fácil y efectivo instrumento para la recaudación de recursos para los gobiernos de turno.

Una precisión sobre este tema es la aplicación de los siguientes impuestos a los hidrocarburos: El Impuesto al Rodaje, el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) y el Impuesto General a las Ventas (IGV), tal como se aprecia en la tabla 3.3.

**Tabla 3.3 Impuestos Aplicados a los Hidrocarburos**

IMPUESTO	GLP	GASOL 97 SP	GASOL 97 SP	GASOL 97 SP	GASOL 97 SP	KERO SENE	DIESEL	PETRO INDUS Nro. 6	PETRO INDUS Nro. 500
RODAJE	-	8%	8%	8%	8%	-	-	-	-
ISC (S./GAL)	0.23	3.63	3.32	3.13	2.46	0.78	2.07	-	-
I.G.V.	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%	18%

Fuente: Petróleos del Perú, PETROPERU S.A. [www.petroperu.com](http://www.petroperu.com) – Enero 2004

Es importante resaltar que a la recaudación tributaria, sin observarse los logros sociales, se asocia una inmediata sensación de pérdida de bienestar, atribuyéndole por lo general al menos, un tercio del menor ritmo de crecimiento económico en los países por el crecimiento de la carga tributaria. Como segunda razón se asocia el nivel de distorsiones que se introducen a través de las decisiones de gasto que favorecen relativamente a ciertos sectores por ejemplo a través de subsidios, y como tercera razón está la relacionada con la falta de competencia al interior del Gobierno, lo cual significa que las decisiones de gasto no necesariamente se orientan por un problema asociado a los incentivos y a la maximización del bienestar social.

En todos los casos existe una permanente sensación de ineficiencia en el uso de los recursos obtenidos a través de la recaudación tributaria, por lo que las tendencias actuales manifiestan la posibilidad de reducir los costos asociados al tamaño del gobierno: hay estructuras tributarias con menos distorsión, así como hay economías que se esfuerzan en tener reglas parejas y por desestimar los subsidios sectoriales



(los aranceles parejos son una respuesta a este tipo de problemas) y también la imposición de incentivos a través de remuneraciones asociadas a logros o productos, son ejemplos de como actuar en la dirección de minimizar estos costos.

Una conclusión que se deriva de lo anterior es que para cada tamaño del Gobierno el costo puede diferir de un país a otro. También se puede esperar, que habiendo beneficios, decrecientes, y costos crecientes, asociados al tamaño del Gobierno, debiera existir al menos en teoría un tamaño de Gobierno óptimo, que maximice las posibilidades de crecimiento de la economía.

Como se puede apreciar, la definición de la carga tributaria es un tema bastante complejo, y con frecuencia se trata de simplificar el análisis utilizando estadísticas comparadas entre países en un momento del tiempo, lo cual independiente del nivel de desarrollo de cada país, de la eficiencia del gasto público, de su estructura tributaria, de la evasión, de la asignación inicial de recursos y del uso relativo de los mismos en las funciones de producción etc, todo ello puede ser una simplificación que induzca a equívocos.

Es importante mencionar que un país que no tributa, no tendrá capacidad de acceder al desarrollo sostenido. A manera referencial se incluye la tabla 3.4 en la que se indica los niveles de carga tributaria de diferentes países.



Tabla 3.4 Niveles de Carga Tributaria de Diferentes Países

	Cuadro N° 5 INGRESOS TRIBUTARIOS* Como % del PIB						
	Total	Seguridad Social	Ingreso	Prop.	Consumo	Comercio Exterior	Otros
Argentina (1995)	19,9	4,5	1,3	1,2	5,1	0,7	7,1
Brasil (1993)	25,9	8,3	3,9	0,4	11,3	0,5	1,5
Chile (1996)	21,1	1,4	4,3	0,7	10,7	2,2	1,8
México (1995)	16,1	2,1	4,1	0,2	8,3	0,6	0,7
Perú (1996)	14,3	1,3	3,3	0,0	7,5	1,5	0,7
Indonesia (1996)	15,1	0,5	8,5	0,3	5,2	0,5	0,1
Japón (1993)	25,5	5,6	7,6	5,9	4,0	0,3	2,2
Corea (1997)	19,6	2,0	6,5	0,4	7,3	1,4	1,9
N. Zelandia (1996)	34,5	0,0	22,0	1,9	9,3	0,9	0,5
Singapore (1995)	16,3	0,0	6,7	1,5	5,3	0,3	2,4
España (1994)	33,3	12,3	9,2	1,9	9,1	0,0	0,8
Reino Unido (1995)	34,6	6,2	13,0	2,3	11,8	0,0	1,3
EE.UU. (1997)	28,4	6,6	11,3	3,1	4,6	0,2	2,5
Alemania (1995)	41,1	15,4	5,1	0,5	10,8	0,0	9,2

\* Corresponde a los ingresos tributarios totales incluyendo impuestos nacionales, federales y locales, donde corresponda.

Fuente: Elaborado por Libertad y Desarrollo en base a información de Government Finance Statistics Yearbook 1997

Fuente: Elaborado por Libertad y Desarrollo en base a información de Government Finance Statistics – Yearbook 1997.

### 3.8.- Dependencia Tecnológica

La Dependencia Tecnológica es la situación en la cual la tecnología de un país está subordinada al desarrollo o la expansión tecnológica en otro país o región. En ese sentido, dentro de las políticas nacionales, la potenciación de la investigación y el desarrollo (I+D) resulta esencial para obtener una capacidad tecnológica nacional necesaria para disminuir la dependencia tecnológica exterior y conseguir la autonomía en la mayoría de los sectores de desarrollo. El esfuerzo en este sentido permite generar una industria capaz de satisfacer los requerimientos de la nación y ser competitiva en el ámbito internacional.

La evolución de industria se distingue desde hace años por la incidencia absoluta de nuevas y complejas tecnologías, que han experimentado desde los años sesenta, sucesivas y espectaculares revoluciones en varios campos (nuevos materiales



obtenidos de la petroquímica, nuevos procesos de producción de los derivados de los hidrocarburos, nuevos combustibles y fertilizantes entre otros), los cuales continuarán a un ritmo creciente.

El desarrollo de la independencia tecnológica es uno de los factores importantes para determinar la estabilidad presente de un país y sus posibilidades de futuro, sin embargo, el Perú ha sido tradicionalmente poco activo en el campo de la investigación y desarrollo, lo que ha provocado un atraso tecnológico no acorde con los niveles alcanzados por otros países en otras latitudes, los cuales pese a tener menores recursos y haber sufrido desgracias naturales o guerras totales, han sabido adaptarse al cambio de las épocas y crecer como nación dentro del contexto mundial.

La política nacional de desarrollo tecnológico debe orientarse a satisfacer las necesidades concretas de nuestra nación, integrando en la política nacional científica, el desarrollo tecnológico e innovación nacional así como también en el incremento de la capacidad tecnológica global.

Es por lo anteriormente indicado que toma vital importancia que el Perú asuma una actitud decidida en la generación de tecnología propia, o tecnologías externas para su conocimiento integral y adaptación a nuestra realidad, de manera que nuestro mercado interno no se vea afectado por los fenómenos económicos externos, tendiendo a nuestro abastecimiento sostenido del aparato productor. Consecuente con lo indicado en el párrafo anterior, se debe aplicar los siguientes principios funcionales para el desarrollo de tecnología propia:

Favorecer las soluciones que mejor satisfagan las necesidades nacionales, al menor costo posible, fomentando así las economías de escala mediante proyectos conjuntos o de cooperación, minimizando a la par los riesgos del contexto regional y mundial.



Identificar las tecnologías de interés que convengan, priorizando aquéllas que sean las más idóneas para sostenerlas o promocionarlas a cargo de los diferentes presupuestos.

Apoyar el incremento de la competitividad de la industria nacional dentro del contexto regional y mundial.

Potenciar las oportunidades de explotación.

Impulsar el otorgamiento de becas de estudio para acceder a nuevas tecnologías que sean aplicables al medio nacional.

### **3.9.- Impacto Ambiental**

La variable del Impacto Ambiental hoy en día tiene una gran importancia para el desarrollo de los grandes proyectos que modificarían notoriamente las tendencias de los mercados energéticos del país.

La importancia de incorporar consideraciones ambientales del tipo de Estudio de Impacto Ambiental en todo proceso de desarrollo, permite definir una estrategia orientada a evitar el deterioro de los diversos sistemas ecológicos, a fin de que sigan proporcionando la base para mayor desarrollo económico sostenido, y ofrecer una advertencia adecuada de los efectos colaterales que puede ocasionar el desarrollo de proyectos que quizá originen costos que no han sido determinados en los procedimientos ordinarios de revisión, constituyéndose dichos estudios en el primer filtro tendiente a proporcionar la información necesaria para planear las actividades dentro de la dirección ecológica, y por otro lado, incorporar a los proyectos, elementos necesarios para mitigar los posibles impactos adversos derivados de su ejecución y evitar combatir posteriormente sus efectos.



El Perú se encuentra frente a la necesidad de incrementar la generación de divisas, tendientes a mejorar los niveles de vida de su población, así como de disponer de fuentes energéticas que le permita desarrollar sus industrias e incorporarse a la economía globalizada de mercado, y dentro de ello, nuestras poblaciones indígenas amazónicas ven poner en riesgo su hábitat y su cultura.

En nuestro país producimos y dependemos del petróleo pero no somos autosuficientes. Atrás quedaron los años 80 cuando teníamos más de 800 millones de reservas y una balanza comercial de hidrocarburos positiva. Ahora la realidad de nuestra economía es muy diferente, con menos de 300 millones de reservas y un déficit en nuestra balanza que el año pasado alcanzó un promedio de 700 millones de dólares, hace que la necesidad de desarrollar nuestros recursos hidrocarbúferos sea impostergable, sin embargo lo importante es realizarlo con la mayor conciencia de proteger la selva intangible con el mínimo daño a los habitantes y al ambiente de la Amazonía. Dada la conciencia social y ecológica actual y con el apoyo de la tecnología imperante, el Perú debe desarrollar sus recursos hidrocarbúferos, con un cuidado y protección a la naturaleza que solo puede ser logrado por una acción interactiva entre Estado, Empresas, población, y de manera especial los Pueblos Indígenas.

Todo lo expuesto en los párrafos anteriores hace concluir de que la variable del Impacto Ambiental en el mercado energético de nuestro mundo global, puede determinar la factibilidad o no de un proyecto de desarrollo nacional (1). Esta globalización no solo abarca aspectos económicos, sino también ambientales

1 Las consideraciones del impacto ambiental influyen en la viabilidad de los proyectos. Esto se vio cuando las diversas organizaciones de la Sociedad Civil del Perú presentaron una carta al BID, la CAF y el EX – IM BANK el 02 de julio del 2003, en la cual recomendaban no se apruebe la financiación hasta que no se atiendan sus recomendaciones. Dicha acción motivó la suspensión momentánea de las negociaciones de financiamiento.



sociales y éticos, obligando a las empresas de hidrocarburos a cambiar los procedimientos operativos de exploración y explotación de hidrocarburos utilizados en las décadas del 70 y 80, por otros mucho más cuidadosos y eficientes que optimicen la recuperación de hidrocarburos y disminuyan sus impactos sobre las poblaciones, agua, flora, fauna y aire, controlando así los altos costos sociales, ambientales, técnicos, operativos en que se incurre por una operación mal llevada.

### **3.10.- Influencia del Estado en el comportamiento del mercado debido al cumplimiento de sus funciones**

Es innegable que el comportamiento del Estado puede influir en la evolución del mercado. Es así como a continuación se realiza el análisis de cómo puede influir el mismo a través de sus áreas de responsabilidad como: Normador, Fiscalizador, Planificador Indicativo y Protector del Medio Ambiente.

#### **3.10.1. Normador**

El Gobierno es la entidad que en representación del Estado, se encarga de emitir y adoptar todas las normas que regirán las diferentes actividades del sector energético, para nuestro caso, en lo que respecta a los hidrocarburos, emitirá las normas y reglamentaciones correspondientes a las actividades de exploración, explotación, distribución y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados.

Las normas y reglamentaciones podrán derivar tanto del Poder Ejecutivo; el Poder Legislativo; las Resoluciones, Directivas y demás normas del sector correspondiente, entre otras.



### 3.10.2. Fiscalizador

El Estado cuenta con organizaciones independientes encargadas de fiscalizar el total cumplimiento de las normas emitidas para las correctas actividades en los diferentes mercados. En ese sentido, OSINERG es el organismo encargado de fiscalizar los aspectos legales y técnicos de las actividades del mercado de hidrocarburos en el territorio nacional.

OSINERG es el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía, el cual además de ser el organismo fiscalizador de las actividades que desarrollan las empresas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, es parte integrante del Sistema Supervisor de la Inversión en Energía, el cual está también compuesto por la Comisión de Tarifas Eléctricas, el Instituto de Defensa de la Competencia y de la Propiedad Intelectual y el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía. Tiene personería jurídica de Derecho Público Interno y goza de autonomía funcional, técnica, administrativa, económica y financiera. Pertenece al Ministerio de Energía y Minas.

La misión del OSINERG es fiscalizar a nivel nacional, el cumplimiento de las disposiciones legales y técnicas relacionadas con las actividades de los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos, así como el cumplimiento de las normas legales y técnicas referidas a la conservación y protección del medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades, siendo sus funciones las siguientes:

- a) Velar por el cumplimiento de la normatividad que regule la calidad y eficiencia del servicio brindado al usuario.
- b) Fiscalizar el cumplimiento de las obligaciones contraídas por los concesionarios en los contratos de concesiones eléctricas y otras establecidas por la ley.



- c) Fiscalizar que las actividades de los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos se desarrollen de acuerdo a los dispositivos legales y normas técnicas vigentes.
- d) Fiscalizar el cumplimiento de las disposiciones técnicas y legales relacionadas con la protección y conservación del ambiente en las actividades desarrolladas en los sub-sectores de electricidad e hidrocarburos.

### 3.10.3. Planificador

El Estado, no debemos olvidar, mantiene su función de promotor del desarrollo socio económico del país, en ese sentido el Estado deberá mantener definida su posición en el rol de planificador indicativo. Será pues la estabilidad de la política energética la que redundará en el crecimiento de las inversiones, y por ende del crecimiento del Sector.

Como se ha indicado en el párrafo (2.6) de la presente tesis, el Sector Energía y Minas define su visión futura de la siguiente manera: El Perú deberá contar con "Un Sistema Energético que se desarrolla favorablemente cubriendo las necesidades energéticas básicas de la población, mediante la diversificación de las fuentes de energía para su abastecimiento; contribuyendo al crecimiento económico, a una mayor equidad social y a una disminución del impacto ambiental".

El Perú, pese a contar con reservas descubiertas de gas natural para cubrir por más de 50 años su demanda energética, arrastra un déficit anual de US\$ 700 millones en su balanza comercial de hidrocarburos. Es por ello que toda planificación de inversión deberá encontrarse enmarcada dentro de la política de desarrollo nacional del sector, la cual se indica a continuación.



Lineamientos de Política Gasífera del Gobierno:

- a) Cambio en la matriz energética del país
- b) Incremento de las reservas de gas natural
- c) Apoyo al proyecto nacional de Camisea
- d) Promoción del uso del gas natural en electricidad
- e) Fomento estatal para el uso del gas natural
- f) Promoción del gas para el transporte público
- g) Política tributaria consistente con objetivos energéticos
- h) Proyectos de LNG hacia EEUU y México

#### **3.10.4. Protector del Medio Ambiente**

La Constitución Política del Perú establece que el Estado determina la política nacional del ambiente; Así mismo el Código del Medio ambiente y los Recursos Naturales, aprobado por Decreto Legislativo N° 613, establece que la política ambiental tiene como objetivo la protección y conservación del medio ambiente y los recursos naturales, a fin de hacer posible el desarrollo integral de la persona humana a base de garantizar una adecuada calidad de vida. Por otro lado, la Ley Marco para el crecimiento de la inversión privada, dada por el Decreto Legislativo No 757, establece que la autoridad sectorial competente determinará las actividades que por su riesgo ambiental pudieran exceder de los niveles o estándares tolerables de contaminación o deterioro del medio ambiente, de tal modo que requerirán necesariamente la elaboración de estudios de impacto ambiental previos al desarrollo de dichas actividades.

Debido a que muchas de las actividades productivas del país, a efecto de cumplir con su ciclo productivo desarrollan actividades y/o acciones que modifican el estado



natural de los recursos naturales renovables, causando deterioro en su calidad ambiental, la Ley Orgánica del Ministerio de Agricultura, dada por Decreto Ley N° 25902, establece en su Artículo 19° que el Instituto Nacional de Recursos Naturales – INRENA es el Organismo encargado de promover el uso racional y conservación de los recursos naturales renovables, así mismo se estableció que en los procedimientos de aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental (EslA) y Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMAs) de los diversos sectores, no se considera la opinión del Ministerio de Agricultura, aun cuando dichos EslA y PAMAs evalúan actividades y/o acciones que modifican el estado natural de los recursos naturales renovables, por lo que es necesario obtener la opinión técnica del Ministerio de Agricultura, a través del INRENA, por ser el ente encargado de promover el uso racional y la conservación de los recursos naturales. Es por ello que a la fecha está dispuesto que los Estudios de Impacto Ambiental (EslA) y Programas de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMAs), de los diferentes sectores productivos que consideren actividades y/o acciones que modifican el estado natural de los recursos naturales renovables agua, suelo, flora y fauna, previamente a su aprobación por la autoridad sectorial competente requerirán opinión técnica del Ministerio de Agricultura, a través del INRENA.



## **CAPITULO 4**

### **MODELACION**

#### **4.1.- Objetivo de la Modelación**

El objetivo de elaborar los modelos es para identificar los impactos en los consumos energéticos causados por la sustitución de los diferentes combustibles en los Sub-Sectores de consumo causados por el gas natural, con la finalidad de identificar cuales son los mecanismos y medidas que de manera más significativa influirían en el dimensionamiento del mercado energético nacional.

#### **4.1.1.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Residencial y Comercial**

Uno de los sub-sectores que es de gran importancia su desarrollo es el sub-sector Residencial y Comercial, debido a que el desarrollo del mismo incide directamente en mejorar la calidad de vida de la población en general, disminuyendo los costos de energía de su canasta básica familiar. Es así que pese a que el tamaño de su mercado no representa un volumen muy grande en MMPCD, su atención hace que pese a los elevados costos de implementación de su red de distribución, sea



imperioso establecer las políticas y medidas que garanticen su ejecución inmediata, así como su crecimiento sostenido a través de los siguientes años.

En ese sentido en el presente trabajo se ha realizado el cálculo de cual sería su impacto en el mercado debido al consumo del gas natural, el cual a continuación se detalla.

**Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia del consumo de gas natural en el Sub-sector Residencial y Comercial:**

01. Según la información proporcionada tanto por OSINERG así como por el Ministerio de Energía y Minas, el consumo doméstico de una unidad familiar compuesta por cuatro personas es de 0.94 MMBTU/mes.
  
02. De acuerdo con los compromisos asumidos por el distribuidor de gas en el área de Lima y Callao, empresa Gas Natural Lima y Callao (GNLC), durante los dos primeros años se deberán atender 10,000 clientes, debiéndose en un lapso de cuatro años atenderse a 70,000 clientes. Estos datos hacen que para determinar cuanta energía se consumiría durante los primeros dos años, significaría que si multiplicamos el consumo promedio de un núcleo familiar por la cantidad de clientes obtendríamos el consumo anual en el Sub-sector Residencial y Comercial, el cual ascendería a 112,800 MMBTU/año.

$$E_t = E_{C/Núcleo\ Familiar} * N^{\circ} Clientes$$

$E_t$ : Energía total consumida en el Sub-sector Residencial y Comercial (MMBTU/año).



$E_{c/Núcleo\ Familiar}$ : Energía total consumida por cada núcleo familiar (11.28 MMBTU/año).

Nº Clientes: Número de clientes del área de Lima y Callao (10,000 clientes).

03. Con la información del consumo total de energía del Sub-sector, el precio del gas natural y las regalías que le corresponde al Estado, obtenemos los ingresos para el fisco que ascenderían a la suma de US\$ 75,612 US\$.

$$IE_t = ( E_t * \text{Precio de la energía}_{\text{gas natural}} * \% \text{regalía} )$$

$IE_t$ : Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente al Sub-sector Residencial y Comercial (\$/año).

$E_t$ : Energía total consumida en el Sub-sector Residencial y Comercial (112,800 MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).

04. Por otro lado se consideró que el combustible a remplazarse en el Sub-sector Residencial y Comercial sería principalmente el GLP, por lo que se calculó cuanto sería el impuesto que se dejara de recabar, así como las divisas que se ahorrarían por su no importación. Para obtener la cantidad de Ingresos que el estado no recabaría se considero las tarifas publicadas por PETROPERU, así como la información técnica de equivalencias, obteniéndose como impuesto a no recaudar en un año la suma de US\$ 208,785, en cuyo caso como beneficio adicional se



consideraría el valor del GLP que no se importaría, ascendiendo así a la suma de US\$ 520,165.

$$INR_t = (IR_c * m_{glp})$$

$INR_t$ : Impuesto no recaudado en el consumo de combustible anual remplazado GLP (\$/año).

$IR_c$ : Impuestos recaudados por Kg de combustible (0.174 \$/Kg).

$M_{glp}$ : Cantidad de GLP remplazado por el consumo de gas natural (1,197,749 Kg/año).

$$\text{Divisas Ahorradas} = m_{glp} * \text{Precio}_{glp}$$

Divisas Ahorradas: Divisas que se ahorran al no tener que importar carbón y consumir el gas natural.

$m_{glp}$ : Cantidad de GLP remplazado por el consumo de gas natural (1,197,749 Kg/año).

$\text{Precio}_{glp}$ : Precio del GLP (US\$/Kg).

05. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.1. "Cálculo del impacto del uso del gas natural en el Sub-sector Residencial y Comercial".



**Tabla 4.1**  
**RESIDENCIAL COMERCIAL**

**Apéndice - 01**

**Cálculo del impacto del uso del Gas Natural en EL Sub-Sector Residencial y Comercial**

Composición de un núcleo familiar	4	Personas
Consumo mensual de energía de un núcleo familiar	0,94	MMBTU / mes
Consumo anual de energía de un núcleo familiar	11,28	MMBTU / año

Consumo anual de energía de un núcleo familiar	11,28	MMBTU / año
Número de clientes en los primeros 2 años	10.000	clientes
Consumo anual del Sub-Sector Residencial y Comercial	112.800	MMBTU / año

El beneficio económico directo por regalías debido al consumo del gas natural sería el siguiente:

Consumo anual de energía de un núcleo familiar	112.800	MMBTU / año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,80	\$ / MMBTU
Regalía que percibe el Estado por gas natural	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>75.612</b>	<b>\$ / año</b>

El mayor beneficio consistirá en el ahorro de divisas, debido principalmente a no tenerse que importar petróleo para la producción de kerosene o la importación de GLP que serán los combustibles a remplazarse. Para este caso se consideró el remplazo del 50% de la energía

Recaudación perdida por la sustitución del GLP por el gas natural

Consumo anual de energía de un núcleo familiar	112.800	MMBTU / año
Porcentaje del consumo que remplazaría al GLP	50%	%
Cantidad de GLP que sería remplazado por el Gas Natural (energía)	56.400	MMBTU / año
Poder calorífico del GLP	0,097135	MMBTU/gal
Equivalencia de 01 gal en m3	0,003785	M3/gal
Cantidad de GLP que sería remplazado por el gas natural (volumen)	2.198	M3/año
Densidad del GLP	545	Kg/M3
<b>Cantidad de GLP que sería remplazado por el gas natural (masa)</b>	<b>1.197.749</b>	<b>Kg/año</b>
Precio del GLP (1.52 \$/kg)	0,43	\$/kg
Impuesto Selectivo al Consumo (S/./Kg = 0.27)	0,077	\$/ Kg
Impuesto General a las Ventas (IGV) 19%	0,097	\$/ Kg
Total de impuesto no recaudado (S/./Kg = 0.3395)	0,174	\$/ Kg
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>208.785</b>	<b>\$/año</b>

Valor del GLP remplazado	520.165	\$/año
<b>Divisas ahorradas por no importar GLP</b>	<b>520.165</b>	<b>\$/año</b>

Balance de los ingresos:

<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>75.612</b>	<b>\$/año</b>
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>208.785</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de percibos - Impuestos no recaudados</b>	<b>-133.173</b>	<b>\$/año</b>



#### **4.1.2.- Modelo de impacto en el Sub-Sector Público**

Dado lo variadas que son las diferentes actividades que realiza el Sub-sector Público, y al nivel mínimo de consumo de gas que tiene a la fecha, en el presente trabajo no se ha considerado su desarrollo, debido principalmente que sus diferentes usos están incluidos en los demás Sub-sectores desarrollados.



#### 4.1.3.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Transporte

Para el análisis se ha considerado evaluar cual sería el impacto que ocasionaría la sustitución de vehículos que consumen gasolina por los que consumen gas natural comprimido. En ese sentido se consideró dos tipos de mercado objetivo. El primero corresponde a los vehículos de uso particular, y en el segundo a los vehículos de uso público, como lo es el caso de los vehículos que dan servicio de taxi.

Como condiciones técnicas comunes para ambos tipos se considero la siguiente información:

Un funcionamiento de 300 días por año, un poder calorífico de la gasolina de 90 octanos a sustituirse de 0.1151 MMBTU/gal, así como el precio de la gasolina de 90 octanos con sus respectivos ingresos por impuestos y tasas que corresponden a su comercialización.

Debido a que el promedio de kilómetros recorridos diarios es superior por 4 a 1 en el caso de los vehículos públicos con relación a los particulares, para la explicación de la metodología utilizada se seleccionó a los primeros, es por ello que a continuación se detalla el procedimiento utilizado:

#### **Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia de la sustitución del combustible original por gas natural:**

01. Se consideró un recorrido diario de 200 KM. y un rendimiento de 50 KM/gal., por lo que al trabajar 300 días por año, los vehículos consumirían 1200 gal./año de gasolina de 90 octanos cada uno, lo que representa a su vez un consumo de 138.12 MMBTU/año.



$$m_c = (\text{distancia/Rendimiento}) * N^{\circ}\text{días trabajo por año}$$

$m_c$ : Consumo de combustible anual por vehículo (gal/año).

Distancia: Distancia recorrida diaria por vehículo (Km/día).

Rendimiento: Rendimiento promedio del vehículo (Km/gal).

02. El tamaño de la muestra a estudiarse corresponde a un grupo de 10,000 vehículos que consumen 2'400,000 galones de gasolina de 90 octanos y que se cambiarían al consumo de gas natural comprimido, por lo que el total del consumo de energía de los vehículos sería de 1,381,200 MMBTU/año.

$$m_{ct} = (m_c * Q_v)$$

$m_{ct}$ : Consumo de combustible anual total de los vehículos (gal/año).

$m_c$ : Consumo de combustible anual por vehículo (gal/año).

$Q_v$ : Tamaño de la muestra—cantidad de vehículos (Vehículos).

$$E_t = (m_{ct} * P_c)$$

Consumo de energía total de la muestra (MMBTU/año).

$m_{ct}$ : Consumo de combustible anual total de los vehículos (gal/año).

$P_c$ : Poder calorífico de la gasolina de 90 octanos (MMBTU/gal).

03. De las tarifas publicadas por PETROPERU obtenemos los montos por galón de gasolina que el Estado recauda como concepto de impuestos (Impuesto al rodaje, Impuesto selectivo al consumo y el Impuesto



general a las ventas), que representa un promedio de US\$ 1.513. Al multiplicar la cantidad anterior por los 12'000,000 galones de gasolina que se dejarían de consumir, significaría que el Estado dejaría de recaudar la suma de US\$ 18,412,526.

$$\underline{INR_t = (IR_c * m_{ct})}$$

INR<sub>t</sub>: Impuesto no recaudado en el consumo de combustible anual remplazado (\$/año).

IR<sub>c</sub>: Impuestos recaudados por galón de combustible (\$/gal).

m<sub>ct</sub>: Consumo de combustible anual total de los vehículos (gal/año).

04. Debido a que el Estado recaba el 37.24% del valor de venta del gas natural que se comercializa en boca de pozo, y al ser el precio del gas natural de 1.8 US\$/MMBTU, significaría que el Estado recabaría por el consumo de energía de los 10,000 vehículos la cantidad promedio de US\$ 925,846 debido a no estar gravado por el impuesto al rodaje, impuesto selectivo al consumo y el impuesto general a las ventas.

$$\underline{IE_t = (E_t * \text{Precio de la energía} * \% \text{regalía})}$$

IE<sub>t</sub>: Ingreso del Estado por consumo de energía total de la muestra (\$/año).

E<sub>t</sub>: Consumo de energía total de la muestra (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado.



05. El reemplazar el consumo de gasolina por gas natural en los 10,000 vehículos significaría que el Estado dejaría de recaudar un promedio de US\$ 17,486,680 US\$ por año, por lo que el beneficio principal estaría en el ahorro de divisas al no tenerse que importar hidrocarburos para la producción de la gasolina.

$$\text{Saldo } I_{\text{neto}} = (\text{INR}_t - \text{IE}_t)$$

Saldo  $I_{\text{neto}}$ : Saldo del ingreso neto del Estado por la sustitución del combustible (US\$/año).

INR<sub>t</sub>: Impuesto no recaudado en el consumo de combustible anual reemplazado (\$/año).

IE<sub>t</sub>: Ingreso del Estado por consumo de energía total de la muestra (\$/año).

06. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.2. "Cálculo del impacto de la sustitución de vehículos que consumen gasolina a consumo de gas natural".



#### 4.1.4.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Agropecuario y Agroindustrial

Para el análisis se ha considerado evaluar cual sería el impacto que ocasionaría la sustitución del consumo de petróleo diesel por el gas natural en un promedio de 100 plantas que se dediquen a actividades productivas agropecuarias y de agroindustria. Para el caso del estudio se ha considerado las plantas que cuenten con calderas de una potencia de 80 HP y que se encuentre en el área de Lima y Callao, debido principalmente a que serían las primeras que podrían tener acceso al abastecimiento con este combustible.

#### Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia de la sustitución del combustible original por gas natural:

01. De manera inicial se buscó identificar cual sería el tamaño promedio de la caldera que contaría una planta de producción agroindustrial, determinándose que sería una caldera de 80 HP con un consumo mensual de 352 galones de petróleo diesel.
02. Para efecto del cálculo del consumo de energía total, se consideró el consumo total de petróleo diesel por planta, multiplicado por el tamaño de la muestra y por el poder calorífico del diesel, obteniéndose el valor de 55,018 MMBTU/año.

$$E_t = m_{\text{diesel}} * T.M. * PC_{\text{diesel}}$$

- $E_t$ : Energía total necesaria para la producción (MMBTU/año).  
 $m_{\text{diesel}}$ : Consumo anual de combustible diesel por planta (gal/año).  
 $PC_{\text{diesel}}$ : Poder calorífico del petróleo diesel (MMBTU/gal).



T.M.: Tamaño de la muestra o número de plantas en total (100 plantas).

03. Para obtener los beneficios económicos directos por las regalías que le corresponde al Estado por el consumo de gas natural, este valor se obtuvo al multiplicar la cantidad de energía consumida por año, por el precio de venta del gas natural y por la regalías, correspondiendo el valor de 36,880 \$/año que percibiría el Estado.

$$IE_t = (E_t * \text{Precio de la energía} * \% \text{regalía})$$

IE<sub>t</sub>: Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a las plantas agroindustriales (\$/año).

E<sub>t</sub>: Energía total necesaria para la producción (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).

04. Sin embargo, debido a que el Estado recaba impuestos de la comercialización del diesel, el Fisco no recabaría los impuestos correspondientes al impuesto selectivo y al Impuesto general a las ventas (19%), por lo que este monto ascendería a la suma de 409,137 US\$/año.

$$INR_t = (IR_c * m_{\text{diesel}} * T.M.)$$

INR<sub>t</sub>: Impuesto no recaudado en el consumo de combustible anual remplazado (\$/año).

IR<sub>c</sub>: Impuestos recaudados por galón de combustible (\$/gal).



$m_{\text{diesel}}$ : Consumo anual de combustible diesel por planta (gal/año).  
T.M.: Tamaño de la muestra o número de plantas en total (100 plantas).

05. El valor de las divisas que se ahorrarían por no importar el diesel se obtiene de la multiplicación del costo del diesel sin impuestos por el Consumo anual de combustible diesel por planta (gal/año). Este valor asciende a la suma de 422,400 US\$.
06. El remplazar el consumo de diesel por gas natural en las 100 plantas agroindustriales significaría que el Estado dejaría de recaudar un promedio de 372,257 US\$ por año, por lo que el beneficio principal estaría en el ahorro de divisas al no tenerse que importar diesel.

$$\text{Saldo } I_{\text{neto}} = (\text{INR}_t - \text{IE}_t)$$

Saldo  $I_{\text{neto}}$ : Saldo del ingreso neto del Estado por la sustitución del combustible (US\$/año).

$\text{INR}_t$ : Impuesto no recaudado en el consumo de combustible anual remplazado (\$/año).

$\text{IE}_t$ : Ingreso del estado por consumo de energía total de la muestra (\$/año).

07. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.3. "Cálculo del impacto en la sustitución del diesel por el gas natural en una planta agroindustrial que cuente con una caldera."



Tabla 4.3  
 AGROINDUSTRIAL

Apéndice - 04

Cálculo del impacto en la sustitución del Diesel por el Gas Natural en una planta agroindustrial que cuente con una caldera.

Potencia de la caldera	80	hp
consumo promedio de diesel mensual por planta	352	gal/mes
consumo promedio de diesel anual por planta	4.224	gal/año
Poder calorífico del petróleo diesel	0,130	MMBTU/gal
Cantidad de energía consumida por año por planta	550	MMBTU/año
Cantidad de plantas que cambien al consumo de gas natural	100	Plantas
Cantidad Total de energía consumida por las CIEN plantas agroindustriales por año	55.018	MMBTU/año

El beneficio económico directo por regalías debido al consumo del gas natural sería el siguiente:

Cantidad de energía consumida por año por el total de plantas	55.018	MMBTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,80	\$/MMBTU
Regalía que percibe el Estado por el gas natural	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>36.880</b>	<b>\$/año</b>

Consumo total de diesel de las plantas	422.400	gal/año
Precio del Diesel	1,00	\$/gal
Costo total del Diesel a sustituirse	422.400	\$/año
Impuesto Selectivo al Consumo	0,654	S\$ / gal
Impuesto General a las Ventas (IGV)	19%	%
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>409.137</b>	<b>\$/año</b>

Divisas que se ahorrarían por no importar gasolina.

Consumo total de diesel de las plantas	422.400	gal/año
<b>Divisas ahorradas por no importar diesel</b>	<b>422.400</b>	<b>\$/año</b>

Balance de los ingresos:

<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>36.880</b>	<b>\$/año</b>
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>409.137</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de Percibos - imp no recaudados</b>	<b>-372.257</b>	<b>\$/año</b>

**RESUMEN**

<b>Total de ingresos por consumo del gas natural</b>	<b>36.880</b>	<b>\$/año</b>
<b>Ahorro de divisas por no importar diesel</b>	<b>422.400</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de Percibos - Imp no recaudados</b>	<b>-372.257</b>	<b>\$/año</b>



#### 4.1.5.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Pesquero

Para el análisis se ha considerado evaluar cual sería el impacto que ocasionaría la sustitución del consumo de petróleo residual por el gas natural en una planta promedio de fabricación de harina de pescado que se encuentre en el área de Lima y Callao. En este sentido se considero solamente la producción de dicha zona debido a que será la primera que podría tener acceso al abastecimiento con este combustible.

#### **Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia de la sustitución del combustible original por gas natural:**

01. De inició se investigó cual era la producción de harina de pescado en el área del Puerto del Callao, obteniéndose la información de la Sociedad Nacional de Pesquería que la producción anual era del promedio de 80,834 TM.
02. Debido a que el cambio en un inicio sería gradual, se consideró para el presente trabajo como una primera meta conseguir que se cambie el 20% de las plantas que consumen petróleo residual al consumo de gas natural, con lo que se obtendría una producción de harina de pescado de 16,167 TM.

$$\text{Prod.Harina}_{cg} = \text{Prod. Harina}_t * \% \text{ cambio}$$

Prod.Harina<sub>cg</sub>: Cantidad de harina de pescado producida con gas natural en el Puerto del Callao (TM/año).

Prod. Harina<sub>t</sub>: Cantidad total de harina producida en el Puerto del Callao.

% cambio: Porcentaje de la producción que cambia de combustible para su proceso de producción (%).



03. Según información obtenida de las plantas de procesamiento, se obtuvo como dato que el consumo promedio de combustible por tonelada de harina de pescado producida era de 40 (gal/TM).
04. Para obtener el consumo anual de petróleo para producir el 20% de la harina de pescado se obtiene de multiplicar la cantidad de toneladas de harina de pescado por el consumo específico de combustible por tonelada de harina, obteniéndose la siguiente relación, la cual permite obtener como resultado que el consumo de combustible R-6 que sería requerido para producir la harina de pescado que se produciría con gas sería de 646,672 gal/año.

$$m_{c/cg} = \text{Prod. Harina}_{cg} * CP_{c/TM}$$

$m_{c/cg}$ : Consumo anual de combustible R-6 que sería requerido para producir la harina de pescado que se produciría con gas (gal/año).

Prod. Harina<sub>cg</sub>: Cantidad de harina de pescado producida con gas en el Puerto del Callao (TM/año).

$CP_{c/TM}$ : Consumo promedio de combustible R-6 por tonelada de harina de pescado producida 40 (gal/TM).

05. para obtener la cantidad de energía necesaria para la producción de la harina con gas natural, multiplicamos la producción de harina de pescado con gas natural con el poder calorífico, con lo que obtenemos el valor de 94,414 MMBTU/año.

$$E_{cg} = m_{c/cg} * PC_{R-6}$$



- $E_{cg}$ : Energía necesaria para la producción de harina de pescado con gas natural (MMBTU/año).
- $m_{cg}$ : Consumo anual de combustible R-6 que sería requerido para producir la harina de pescado que se produciría con gas natural (gal/año).
- $PC_{R-6}$ : Poder calorífico del petróleo residual 6 (MMBTU/gal).

06. Para obtener el consumo de energía neto con gas natural tenemos que multiplicar la energía necesaria para la producción de harina de pescado con gas natural por la eficiencia térmica del petróleo R-6 y dividirlo por la eficiencia térmica del gas natural, es así como obtenemos como resultado el valor de 81,216 MMBTU/año.

$$E_{\text{neto } cg} = E_{cg} * (\text{Eficiencia}_{R-6} / \text{Eficiencia}_{gn})$$

$E_{\text{neto } cg}$ : Energía neta necesaria para la producción de harina de pescado con gas natural. (MMBTU/año).

$E_{cg}$ : Energía necesaria para la producción de harina de pescado con gas natural. (MMBTU/año).

$\text{Eficiencia}_{R-6}$ : Eficiencia térmica del petróleo residual N° 6.

$\text{Eficiencia}_{gn}$ : Eficiencia térmica del gas natural.

07. Debido a que el Estado recaba el 37.24% del valor de venta del gas natural que se comercializa en boca de pozo, y al ser el precio del gas natural de 1.8 US\$/MMBTU, significaría que el Estado recabaría por el consumo de energía de la producción de harina de pescado en el puerto del Callao una importante cantidad, por lo que los ingresos del Estado por consumo de energía total sería de 54,441 (\$/año).



$$IE_t = (E_t * \text{Precio de la energía} * \% \text{regalía})$$

$IE_t$ : Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a las plantas que producen harina de pescado con gas natural (\$/año).

$E_t$ : Consumo de energía total de las plantas productoras de harina de pescado con gas natural en el puerto del Callao (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).

08. Uno de los grandes beneficios que se obtendría de la sustitución del consumo de petróleo R-6 por el consumo de gas natural estaría en el ahorro de divisas por motivo de no tener que importar dicho combustible. En ese sentido el ahorro de divisas sería de 452,670 US\$.

$$\text{Divisas Ahorradas} = m_{c/cg} * \text{Precio}_{R-6}$$

Divisas Ahorradas: Divisas que se ahorran al no tener que importar petróleo R-6 y consumir el gas natural.

$m_{c/cg}$ : Consumo anual de combustible R-6 que sería requerido para producir la harina de pescado que se produciría con gas (gal/año).

Precio  $R-6$ : Precio del petróleo R-6 que se importa (US\$/gal).



09. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.4. "Cálculo del impacto de la sustitución del petróleo residual N° 6 por el gas natural".



**Tabla 4.4  
 PESQUERO**

**Apéndice - 05**

**Cálculo del impacto de la sustitución del petróleo residual N° 6 por el gas natural**

Cálculo del consumo anual de energía térmica en una planta pesquera

Producción total anual de harina de pescado en el Callao	80.834	TM/año
% de fábricas que cambiarían de combustible para usar gas natural	20%	%
Producción anual de harina de pescado con gas natural	16.167	TM/año
Consumo específico de combustible por TM de harina de pescado	40	gal/TM
Consumo anual de petróleo para producir harina de pescado y que sería sustituido por gas natural	646.672	gal/año
Tipo de combustible	R-6	
Consumo anual de R-6 ha remplazarse por gas natural	646.672	gal/año
Poder calorífico del R-6	0,146	MMBTU/gal
Consumo energético anual con R-6	94.414	MM BTU/año
Eficiencia térmica del R-6	80%	%
Consumo energético neto anual	75.531	MM BTU/año
Consumo energético anual con R-6	94.414	MM BTU/año
Poder calorífico del R-6	0,146	MMBTU/gal
<b>Volumen total de R-6 a sustituirse</b>	<b>646.672</b>	<b>gal/año</b>

El beneficio económico directo por regalías debido al consumo del gas natural sería el siguiente:

Consumo energético neto anual	75.531	MM BTU/año
Eficiencia térmica del gas natural	93%	%
Consumo energético anual con gas natural	81.216	MM BTU/año
Precio de venta del gas natural boca	1,8	\$/MMBTU
Regalía que percibe el estado por gas	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>54.441</b>	<b>\$/año</b>

Divisas que se ahorrarían por no importar R-6

Consumo anual de R-6 ha remplazarse por gas natural	646.672	gal/año
precio del R-6	0,70	\$/gal
<b>Divisas ahorradas por no importar</b>	<b>452.670</b>	<b>\$/año</b>

Balance de los ingresos:

<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>54.441</b>	<b>\$/año</b>
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>86.007</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de Percibos - Imp no recaudados</b>	<b>-31.566</b>	<b>\$/año</b>

**RESUMEN**

<b>Total de Ingresos por consumo del gas natural</b>	<b>54.441</b>	<b>\$/año</b>
<b>Ahorro de divisas por no importar R-6</b>	<b>452.670</b>	<b>\$/año</b>



#### 4.1.6.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Minero Metalúrgico

Para el análisis se ha considerado evaluar cual sería el impacto que ocasionaría la sustitución del consumo de carbón por gas natural en el proceso de producción de Hierro Esponja. En ese sentido, de la documentación obtenida y de las consultas realizadas a la empresa "Corporación Aceros Arequipa S.A." así como a su libro publicado sobre el gas natural, se procedió a efectuar el cálculo de consumo de energía, según el procedimiento que a continuación se indica:

##### **Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia de la sustitución del combustible original carbón por gas natural:**

01. En la actualidad y desde el año 1997, la corporación Aceros Arequipa S.A. (CAASA) cuenta con una planta productora de Hierro Esponja, la cual a través de un procedimiento de reducción directa le permite obtener pelets, que es utilizado en la fundición utilizando los hornos eléctricos. En ese sentido la planta de la empresa CAASA tiene una capacidad de producir 60,000 toneladas al año de Hierro Esponja.
02. Debido a que la producción de una tonelada de hierro esponja demanda el uso de 12 MMBTU/TM en gas natural, y dada la capacidad instalada, el consumo anual de gas natural sería de 720,00 MMBTU/año.

$$E_{t \text{ Hierro Esponja}} = \text{Prod. H.E.}_{\text{anual}} * C.E._{\text{Gas Natural}}$$

$E_{t \text{ Hierro Esponja}}$ : Energía total necesaria para la producción anual de hierro esponja (MMBTU/año).

Prod. H.E.  $_{\text{anual}}$ : Capacidad de producción anual de hierro esponja (TM hierro esponja).



C.E. <sub>Gas Natural</sub>: Consumo específico de gas natural por tonelada de hierro esponja (12 MMBTU/TM).

03. Con la información del consumo total de energía necesario para la producción anual de hierro esponja, el precio del gas natural y las regalías que le corresponde al Estado, obtenemos los ingresos que obtendría el fisco, los cuales ascenderían a la suma de US\$ 482,630.

$$IE_t = ( E_t * \text{Precio de la energía}_{\text{gas natural}} * \% \text{regalía} )$$

$IE_t$ : Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a la producción de hierro esponja con gas natural (\$/año).

$E_t$ : Energía total necesaria para la producción anual de hierro esponja (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).

04. Por otro lado, el consumo promedio de energía en una planta siderúrgica para producir una TM de acero bruto se requiere 20 GJ/TM, por lo que al multiplicarlo por la cantidad de producción de acero bruto obtendríamos un consumo de energía total para la producción anual de acero bruto.

$$E_{t \text{ Acero Bruto}} = \text{Prod. Acero Bruto}_{\text{anual}} * \text{C.E. Acero Bruto}$$

$E_{t \text{ Acero Bruto}}$ : Energía total necesaria para la producción anual de acero bruto (MMBTU/año).



Prod. Acero Bruto <sub>anual</sub> : Capacidad de producción anual de acero bruto (TM/año).

C.E. Acero Bruto: Consumo específico de energía para la producción de acero bruto.

05. Una vez obtenido la cantidad de energía necesaria para la producción de acero, le restamos la energía necesaria para la producción de hierro esponja, y obtenemos la cantidad de energía que será necesaria en el proceso de fundición en los hornos eléctricos, la misma que asciende a 4,644,624 MMBTU/año.

$$E_{t \text{ Proceso Fundición}} = E_{t \text{ Acero Bruto}} - E_{t \text{ Hierro Esponja}}$$

$E_{t \text{ Proceso Fundición}}$ : Energía que será necesaria en el proceso de fundición en los hornos eléctricos.

$E_{t \text{ Acero Bruto}}$ : Energía total necesaria para la producción anual de acero bruto (MMBTU/año).

$E_{t \text{ Hierro Esponja}}$ :  $E_{t \text{ Hierro Esponja}}$ : Energía total necesaria para la producción anual de hierro esponja (MMBTU/año).

06. Uno de los beneficios adicionales es que con el consumo de gas natural en la producción de hierro esponja, se sustituye el uso del carbón bituminoso, el cual al no ser importado permite el ahorro de divisas importantes para el país. Así mismo debido a que el proceso de producción de acero bruto requiere el uso de hornos eléctricos, implicaría que el gas natural también sea utilizado en la generación eléctrica, para lo cual influiría directamente la eficiencia de la planta generadora a utilizarse. En este último caso se considera el cálculo del gas natural demandado, de manera similar a los planteamientos considerados en el



Sub-sector Industrial – Generación Eléctrica, considerando una eficiencia térmica de ciclo simple del orden del 34%, lo que significaría que la energía necesaria para producir la energía eléctrica demandada con ciclo simple de diesel sería de 13,660,658 MMBTU/año.

$$ETSD = \frac{E_{t \text{ Proceso Fundición}} * (MW \text{ a MMBTU})}{\text{Eficiencia térmica ciclo simple}}$$

ETSD: Energía total necesaria para satisfacer la demanda eléctrica del proceso de fundición (MMBTU/año).

$E_{t \text{ Proceso Fundición}}$ : Energía que será necesaria en el proceso de fundición en los hornos eléctricos (MMBTU/año).

Eficiencia térmica: Ciclo Simple diesel (34 %).

07. Con la información del consumo total de energía necesario en un año para el proceso de fundición, el precio del gas natural y las regalías que le corresponde al Estado, obtenemos los ingresos para el fisco que ascenderían a la suma de 9,157,013 US\$.

$$IE_t = (ETSD * \text{Precio energía}_{\text{gas natural}} * \% \text{regalía})$$

$IE_t$ : Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a la generación eléctrica con gas natural (\$/año).

ETSD: Energía total necesaria para satisfacer la demanda eléctrica del proceso de fundición (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.0 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).



- 08.** Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.5. "Cálculo del impacto del uso del gas natural en la producción de hierro esponja".



Tabla 4.5  
 MINERO METALURGICO

Apéndice - 06

**Cálculo del impacto del uso del gas natural en la producción de hierro esponja**

Maxima producción anual de hierro esponja	60.000	TM /año
Consumo específico de gas natural como insumo para producir una tonelada de hierro esponja	12	MMBTU/TM
	424	p3/TM
Poder calorífico del gas natural	0,001073	MMBTU/P3
<b>Consumo total anual del gas natural como insumo de la producción de hierro esponja</b>	211.012	MWh/año
	<b>720.000</b>	<b>MM BTU/año</b>

El beneficio economico directo por regalías debido al consumo del gas sería el siguiente:

Consumo total anual del gas natural como insumo de la producción de hierro esponja	720.000	MM BTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,8	\$/MMBTU
Regalía que percibe el Estado por consumo de gas natural	37,24%	%
<b>Monto percibido por el Estado correspondiente al gas natural utilizado como insumo</b>	<b>482.630</b>	<b>\$/año</b>

**Cálculo del consumo anual de energía para la fabricación de acero**

Producción anual de acero bruto	283.000	TM <sub>acero bruto</sub> /año
Consumo promedio de energía en una planta siderúrgica para producir una TM de acero bruto (20 GJ/TM acero bruto)	5,56	MWh/TM <sub>acero bruto</sub>
<b>Consumo total de energía para la producción de acero</b>	1.572.222	MWh/año
	<b>5.364.624</b>	<b>MMBTU/año</b>
Consumo de gas natural como insumo en el proceso de producción del hierro esponja	211.012	MWh/año
	<b>720.000</b>	<b>MM BTU/año</b>
Consumo de energía en el proceso de producción del hierro esponja	1.361.210	MWh/año
	<b>4.644.624</b>	<b>MM BTU/año</b>
Eficiencia térmica del ciclo simple de generación	34%	%
Equivalencia de 1 MWh	3,412	MMBTU
Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica necesaria en un año en MWh/año para el proceso de producción de hierro esponja	13.660.658	MM BTU/año

Los beneficios economicos directos por regalías debido al consumo del gas sería el siguiente:

Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica necesaria en un año en MWh/año para el proceso de producción de hierro esponja	13.660.658	MM BTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,8	\$/MMBTU
Regalía que percibe el Estado por gas natural	37,24%	%
<b>Monto percibido por el Estado correspondiente al gas natural utilizado en la generación eléctrica necesaria para la fabricación del acero</b>	<b>9.157.013</b>	<b>\$/año</b>



## **RESUMEN**

<b>Monto percibido por el Estado correspondiente al gas natural utilizado como insumo</b>	<b>482.630</b>	<b>\$/año</b>
<b>Monto percibido por el Estado correspondiente al gas utilizado en la generación eléctrica necesaria para la fabricación del acero</b>	<b>9.157.013</b>	<b>\$/año</b>



#### 4.1.7.-Modelo de impacto en el Sub-Sector Industrial

##### Industria Cementera:

Para el análisis se ha considerado evaluar cual sería el impacto que ocasionaría la sustitución del consumo de carbón por gas natural en el proceso de fabricación del cemento.

Con la información proporcionada por la empresa Cementos Lima, se procedió a efectuar el cálculo de consumo de energía en su proceso, según el procedimiento que a continuación se indica:

##### Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia de la sustitución del combustible original carbón por gas natural:

01. De la información proporcionada por la fabrica de Cementos Lima, la producción anual para el 2002 de clinker fue de 3,600,000 TM, así como que el consumo específico de energía para la producción de una TM de clinker es de 3,452 MMBTU.
02. Debido a que el poder calorífico del carbón es de 28,969 MMBT/TM, la cantidad de energía necesaria para la producción anual sería de 12,427,200 MMBTU.

$$E_t = \text{Prod. Clinker}_{\text{anual}} * \text{Rendimiento}_{\text{carbón}}$$

$E_t$ : Energía total necesaria para la producción anual (MMBTU/año).

Prod. Clinker<sub>anual</sub>: Producción anual de clinker (TM clinker).



Rendimiento <sub>carbón</sub>: Rendimiento de carbón por tonelada de clinker.

03. A la energía total necesaria para la producción anual de clinker la dividimos por el poder calorífico del carbón que es de 28,969 MMBTU/TM carbón, obtenemos la cantidad de carbón necesaria para la producción anual en (TM carbón).

$$m_{\text{carbón}} = E_t / PC_{\text{carbón}}$$

$m_{\text{carbón}}$ : Cantidad de carbón necesaria para la producción anual (TM/año).

$E_t$ : Energía total necesaria para la producción anual (MMBTU/año).

$PC_{\text{carbón}}$ : Poder calorífico del carbón (MMBTU/TM).

04. Si la cantidad de carbón necesaria para la producción anual de clinker la multiplicamos por el precio por TM de carbón, obtenemos el costo del carbón necesario en la producción anual (\$/año).

$$\text{Costo}_{\text{carbón}} = m_{\text{carbón}} * \text{Precio}_{\text{carbón}}$$

$\text{Costo}_{\text{carbón}}$ : Costo del carbón necesario en la producción anual (\$/año).

$m_{\text{carbón}}$ : Cantidad de carbón necesaria para la producción anual (TM/año).

$\text{Precio}_{\text{carbón}}$ : Precio de la TM de carbón (\$/TM).

05. Con la información del consumo total de energía necesario para la producción anual de clinker, el precio del gas natural y las regalías que le



corresponde al Estado, obtenemos los ingresos que obtendría el fisco, los cuales ascenderían a la suma de US\$ 8,330,201.

$$IE_t = ( E_t * \text{Precio de la energía}_{\text{gas natural}} * \% \text{regalía} )$$

IE<sub>t</sub>: Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a la producción de cemento con gas natural (\$/año).

E<sub>t</sub>: Energía total necesaria para la producción anual (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado.

06. Debido a que el carbón esta exonerado de impuestos, los beneficios que obtendría el Estado por la sustitución del consumo de dicho energético sería no solo por el ahorro de las divisas ascendientes al valor de US\$ 38,608,444, sino que el Estado percibiría la suma de US\$ 8,330,201 por concepto de regalías.

$$\text{Divisas Ahorradas} = m_{\text{carbón}} * \text{Precio}_{\text{Carbón}}$$

Divisas Ahorradas: Divisas que se ahorran al no tener que importar carbón y consumir el gas natural.

m<sub>carbón</sub>: Consumo anual de carbón que sería requerido para producir el clinker que se produciría con gas (TM/año).

Precio del carbón: Precio del carbón que se importa (US\$/TM).

07. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.6. "Cálculo del impacto de la sustitución del carbón por el gas natural".



**Tabla 4.6**  
**INDUSTRIAL CEMENTERA**

**Apéndice - 07a**

**Cálculo del impacto de la sustitución del carbón por el gas natural**

Cálculo del consumo anual de energía térmica en la fabricación del Clinker.

Producción anual de clinker	3.600.000	TM CLK/año
Consumo específico de energía térmica para la producción del clinker	3,452	MMBTU/TM CLK
Poder calorífico del carbón	28,969	MMBTU/TM Carbón
Consumo energético anual (carbón)	12.427.200	MM BTU/año

Asumiendo para el cálculo una eficiencia térmica similar entre el gas natural y el carbón, la cantidad de carbón importado a sustituirse sería de:

Consumo energético anual (carbón)	12.427.200	MM BTU/año
Poder calorífico del carbón	28,969	MMBTU/TM Carbón
<b>Volumen total de carbón a sustituirse</b>	<b>428.983</b>	<b>TM Carbón/año</b>

El beneficio económico directo por regalías debido al consumo del gas sería el siguiente:

Consumo energético anual (carbón)	12.427.200	MM BTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,8	\$/MMBTU
Regalía que percibe el Estado por gas	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>8.330.201</b>	<b>\$/año</b>

Recaudación perdida por la sustitución del Carbón por el gas

\* El carbón está exonerado de impuestos

Volumen total de carbón a sustituirse	428.983	TM Carbón/año
Precio del carbón	90,00	\$/TM
Precio total del carbón a sustituirse	38.608.444	\$
Impuesto Selectivo al Consumo	0	S/. / TM
Impuesto General a las Ventas (IGV)	0	%
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>0</b>	<b>\$/año</b>

Volumen total de carbón a sustituirse	428.983	TM Carbón/año
Precio del carbón	90,00	\$/TM
<b>Divisas ahorradas por no importar carbón</b>	<b>38.608.444</b>	<b>\$/año</b>

Balance de los ingresos:

<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>8.330.201</b>	<b>\$/año</b>
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>0</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de Percibos - Imp no recaudados</b>	<b>8.330.201</b>	<b>\$/año</b>

**RESUMEN**

<b>Total de ingresos por consumo del gas natural</b>	<b>8.330.201</b>	<b>\$/año</b>
<b>Ahorro de divisas por no importar carbón</b>	<b>38.608.444</b>	<b>\$/año</b>



### Industria Petroquímica:

Otra de las actividades industriales productivas que se podría desarrollar en el país, y que consuma gas natural para que a través de un segundo proceso genere valor agregado, es la actividad productiva de la petroquímica. En ese sentido, en el presente trabajo se ha realizado el cálculo para determinar cual sería su impacto en el mercado de consumo del gas natural, el cual a continuación se detalla.

### Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia del consumo de gas natural en la actividad industrial Petroquímica:

01. Según la información proporcionada por Canadian Petroleum Institute – IPEGA, se estableció que una planta petroquímica que requiera una inversión de 1,400 MM\$, generaría un consumo de gas natural (metano) con un volumen de 90 MMPCD, lo que en un año representaría un consumo total de 32,400 MMPCD/año.
02. El consumo anual de metano sería de 32,883,408 MMBTU/año.

$$E_t = E_{t1} * \text{Factor de conversión a MMBTU}$$

$E_t$ : Energía total necesaria para la producción anual (MMBTU/año).

$E_{t1}$ : Energía total necesaria para la producción anual (MMPCD/año).

Factor de conversión a MMBTU: Factor de conversión para MMBTU/año.



03. Con el consumo de energía anual indicado en el párrafo anterior, la planta estaría en capacidad de producir 1,000 TM de amoníaco, lo que sería utilizado en la producción de 200,000 TM de nitrato de amonio, 2,060 TM de fosfatos de amoníaco y 1,100 TM de Urea.
04. Con la información del consumo total de energía necesario para la producción anual de los productos petroquímicos, el precio del gas natural y las regalías que le corresponde al Estado, obtenemos los ingresos para el fisco que ascenderían a la suma de US\$ 22,040,000.

$$IE_t = ( E_t * \text{Precio de la energía}_{\text{gas natural}} * \% \text{regalía} )$$

IE<sub>t</sub>: Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a la producción de productos petroquímicos con gas natural (\$/año).

E<sub>t</sub>: Energía total necesaria para la producción anual (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.8 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado.

05. En adición a los ingresos que le corresponde al Estado por el consumo de gas natural, los productos derivados de la industria petroquímica representarían un ingreso por valor agregado de US\$ 1,320 millones de dólares.
06. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.7. "Cálculo del impacto como consecuencia del consumo de gas natural en la actividad industrial petroquímica".



Tabla 4.7  
 INDUSTRIA PETROQUIMICA

Apéndice - 07b

**Cálculo del impacto del uso del gas natural en la producción de fertilizantes**

Cálculo del consumo anual de gas natural en la industria petroquímica

Consumo de metano diario	90	MMPCD
Consumo anual de metano	32.400	MMPC/año
Producción de amoniaco	1.000	TM / año
Producción de Nitrato de Amoniaco	200.000	TM / año
Producción de fosfatos de amoniaco	2.060	TM / año
Producción de urea	1.100	TM / año

Consumo anual de metano	32.400	MMPC/año
Poder calorífico del gas natural	1014,92	BTU/PC
Consumo anual de metano	32.883.408	MMBTU/año

Los beneficios economicos directos por regalías debido al consumo del gas sería el siguiente:

Consumo anual de metano	32.883.408	MMBTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,8	\$/MMBTU
Regalía que percibe el estado por gas	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas natural por el Estado</b>	<b>22.042.406</b>	<b>\$/año</b>

Ingreso por la producción de amoniaco	490.000.000	\$/año
Ingreso por la producción de nitrato de amoniaco	800.000.000	\$/año
Ingreso por la producción de fosfatos de amoniaco	450.000.000	\$/año
Ingreso por la producción de urea	300.000.000	\$/año
<b>Total de ingresos por valor agregado para la empresa privada</b>	<b>2.040.000.000</b>	<b>\$/año</b>

<b>Valor de la inversión para la instalación de una planta petroquímica de esta magnitud</b>	<b>1.400</b>	<b>MM \$/año</b>
--	--------------	------------------

**RESUMEN**

<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>22.042.406</b>	<b>\$/año</b>
<b>Total de ingresos por valor agregado para la empresa privada</b>	<b>2.040.000.000</b>	<b>\$/año</b>

La inversión necesaria para una planta petroquímica con los niveles de producción mencionados requeriría una inversión promedio de US\$ 1,400 millones de dólares.

Fuente: Ing. Fernando Rodrigo - Canadian Petroleum Institute - IPEGA



### Generación Eléctrica:

Otra de las actividades industriales productivas que se desarrollará en el país es la generación termoeléctrica con gas natural, de manera que se sustituya la generación térmica con diesel que se realizaría para atender la demanda de energía que las centrales hidráulicas no puedan abastecer en las horas punta. En ese sentido se ha realizado el cálculo del impacto que representaría la generación eléctrica con gas natural tal como a continuación se detalla:

### Procedimiento utilizado para la determinación de los costos beneficios como consecuencia del consumo de gas natural en la actividad de generación eléctrica:

01. Para el presente cálculo se ha considerado generar con una central térmica de capacidad de 125 MW por cuatro horas de funcionamiento diario al año, que corresponde al periodo de la hora punta según el diagrama de carga promedio, y que representa una demanda de 182,500 MWh/año.
02. Si consideramos una eficiencia térmica promedio de una planta de ciclo simple de generación, el valor que le correspondería sería de 34%, lo que significaría que la energía necesaria para producir la energía eléctrica demandada con ciclo simple de diesel sería de 1,833,213 MMBTU/año.

$$E_{t/cs/diesel} = \frac{E_{el\acute{e}ctrica} * \text{Factor conversi3n (MW a MMBTU)}}{\text{Eficiencia t\acute{e}rmica ciclo simple}}$$



$E_{tcs/diesel}$ : Energía necesaria equivalente para producir la energía eléctrica demandada con ciclo simple de diesel (MMBTU/año).

Factor conversión: 3.415 MW / MMBTU.

Eficiencia térmica: Ciclo Simple diesel (34 %).

03. Con la información del consumo total de energía necesario para la producción anual de energía eléctrica con una planta de ciclo simple, el precio del gas natural y las regalías que le corresponde al Estado, obtenemos los ingresos para el fisco que ascenderían a la suma de 682,688 US\$.

$$IE_t = ( E_{tcs/diesel} * \text{Precio energía gas natural} * \% \text{regalía} )$$

$IE_t$ : Ingreso del Estado por consumo de energía total correspondiente a la generación eléctrica con gas natural (\$/año).

$E_{tcs/diesel}$ : Energía necesaria equivalente para producir la energía eléctrica demandada con ciclo simple de diesel (MMBTU/año).

Precio de la Energía: Precio del MMBTU de gas natural (1.0 \$/MMBTU).

% Regalía: Porcentaje de la regalía que le corresponde al Estado (37.24%).

04. Si la cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica en un año en MMBTU/año, la dividimos entre el poder calorífico del petróleo diesel, obtenemos la cantidad de diesel necesario para la generación de energía eléctrica correspondiente a las 04 horas



de punta diaria en un año, que representa la cantidad de 14,074,462 gal/año.

$$m_{\text{diesel}} = E_{\text{Ucs/diesel}} * \text{Poder Calorífico}_{\text{diesel}}$$

$m_{\text{diesel}}$ : Cantidad de diesel necesario para la generación de energía eléctrica correspondiente a las 04 horas de punta diaria en un año (gal/año).

$E_{\text{Ucs/diesel}}$ : Energía necesaria para producir la energía eléctrica demandada con ciclo simple de diesel (1,833,213 MMBTU/año).

Poder Calorífico<sub>diesel</sub>: Poder Calorífico del Diesel (0.130 MMBTU/gal)

05. La cantidad de divisas que el Estado ahorraría por no tener que importar el diesel necesario para la generación eléctrica en las horas punta sería, la cantidad de diesel necesario para la generación de energía eléctrica correspondiente a las 04 horas de punta diaria en un año multiplicado por el precio del diesel.

$$\text{Divisas Ahorradas} = m_{\text{diesel}} * \text{Precio}_{\text{diesel}}$$

Divisas Ahorradas: Divisas que se ahorran al no tener que importar diesel y consumir el gas natural.

$m_{\text{diesel}}$ : Cantidad de diesel necesario para la generación de energía eléctrica correspondiente a las 04 horas de punta diaria en un año (gal/año).

Precio del diesel: Precio del diesel que se importa (1.00 US\$/TM).



06. Los cálculos realizados para obtener las cifras indicadas en los párrafos anteriores se encuentran en la tabla 4.8. "Cálculo del impacto en la sustitución del Diesel por el Gas Natural en una planta de generación eléctrica de ciclo simple".
  
07. Como dato importante podemos considerar de que el contrato suscrito entre ELECTROPERU y ETEVENSA en el cual la primera cede sus derechos a la segunda sobre el contrato Take or Pay suscrito con Hunt Oil, significa que el Estado tendrá a partir de agosto del 2004 un ingreso mínimo correspondiente al 80% de los 70 MMPCD que se acordaron en su oportunidad. Esto significa que de los 70 MMPCD, multiplicado por el factor de cumplimiento del 80%, por el precio del gas natural (1.00 US\$/MMBTU), las regalías que le corresponde al Estado (37.24%), y por el poder calorífico del gas natural (1073 BTU/PC) obtenemos los ingresos para el fisco que ascenderían a la suma de 8,167,522 MM\$.



**Tabla 4.8**  
**INDUSTRIAL GENERACION ELECTRICA**

Apéndice - 07c

**Cálculo del impacto en la sustitución del diesel por el gas natural en una planta de generación de ciclo simple.**

Potencia de la planta	125	MW
Horas de funcionamiento al año 04 horas en 365 días	1.460	horas/año
Producción Anual de Energía Eléctrica	182.500	MWh/año

Eficiencia termica del ciclo simple de generación	34%	%
equivalencia de 1 MWh	3,415	MMBTU
Producción Anual de Energía Eléctrica	182.500	MWh/año
Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica en un año en MWh/año	536.765	MWh/año
Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica en un año en MMBTU/año	1.833.213	MMBTU/año

Los beneficios economicos directos por regalías debido al consumo del gas sería el siguiente:

Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica en un año en MMBTU/año	1.833.213	MMBTU/año
Precio de venta del gas natural boca de pozo	1,00	\$/MMBTU
Regalía que percibe el estado por gas	37,24%	%
<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>682.688</b>	<b>\$/año</b>

Recaudación perdida por la sustitución del Carbón por el gas

\* El carbón está exonerado de impuestos

Cantidad de energía necesaria en combustible para producir la energía eléctrica en un año en MMBTU/año	1.833.213	MMBTU/año
Poder calorifico del petróleo diesel	0,130	MMBTU/gal
Cantidad de Diesel necesario en el año	14.074.462	gal/año
Precio del Diesel	1,00	\$/gal
Costo total del Diesel a sustituirse	14.074.462	\$/año
Impuesto Selectivo al Consumo	0	S/. / gal
Impuesto General a las Ventas (IGV)	0	%
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>0</b>	<b>\$/año</b>

Divisas que se ahorrarian por no importar diesel

Cantidad de Diesel necesario en el año	14.074.462	gal/año
<b>Divisas ahorradas por no importar diesel</b>	<b>14.074.462</b>	<b>\$/año</b>

Balance de los ingresos:

<b>Monto percibido del gas por el Estado</b>	<b>682.688</b>	<b>\$/año</b>
<b>Valor del impuesto no recaudado</b>	<b>0</b>	<b>\$/año</b>
<b>Resultado de Percibos - imp no recaudados</b>	<b>682.688</b>	<b>\$/año</b>

**RESUMEN**

<b>Total de ingresos por consumo del gas natural</b>	<b>682.688</b>	<b>\$/año</b>
<b>Ahorro de divisas por no importar diesel</b>	<b>14.074.462</b>	<b>\$/año</b>



#### 4.2.- Comparación de la Demanda de Gas Natural según el Estado y la Empresa Distribuidora

Comparación entre las proyecciones de la demanda de gas natural de Camisea para un escenario conservador, en el área de Lima y Callao, por parte de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas y la empresa distribuidora Gas Natural Lima y Callao.

Según las proyecciones de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas, para un escenario conservador, la demanda de gas natural de procedencia de Camisea será la siguiente:

**Tabla 4.9**  
**Proyecciones de Consumo e Ingresos según el Ministerio de Energía y Minas**

Sub-Sector	Consumo MMPCD	Ingresos al Estado MM\$/año
Industrial	51.4 MMPCD	11.63 MM\$/año
Residencial y Comercial	1.0 MMPCD	0.26 MM\$/año

Es importante hacer notar la diferencia significativa que existe entre el consumo para un escenario conservador que establece la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en la publicación "Plan Referencial de Hidrocarburos 2003-2012" con 1.0 MMPCD, con la demanda que espera satisfacer la empresa distribuidora Gas Natural Lima y Callao, la cual según cláusulas contractuales estaría obligada a satisfacer la demanda de un promedio de 0.3 MMPCD, que correspondería al consumo de los 10,000 clientes Residenciales y Comerciales con un consumo promedio anual de 11.28 MMBTU/año.

Esta diferencia entre los consumos proyectados por el gobierno y por la empresa distribuidora, se presenta también en el consumo proyectado para el Sub-sector Industrial, el cual para el año 2005 presenta una demanda de 51.4 MMPCD por parte



de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas en la publicación "Plan Referencial de Hidrocarburos 2003-2012", mientras que la empresa distribuidora Gas Natural Lima y Callao establece una demanda proyectada de 42.45 MMPCD, lo que da una demanda inferior en 9 MMPCD. Estas diferencias influirían en las proyecciones de ingresos para el Estado y por consiguiente en los respectivos presupuestos fiscales.

**Tabla 4.10**  
**Proyecciones de Consumo según el Ministerio de Energía y Minas y el Concesionario**

Sub-sector	Consumo según Ministerio de Energía y Minas	Consumo según Concesionario Gas Natural Lima y Callao
	MMPCD	MMPCD
Industrial	51.1	44.3
Residencial y Comercial	1.0	0.3



#### **4.3.- Análisis del impacto del Consumo del Gas Natural en los diferentes Sub Sectores**

Lo importante de realizar una modelación del consumo del gas natural en los diferentes Sub-Sectores, es que nos permite estimar cuales podrían ser los impactos que causaría, así como identificar cuales serían las acciones que podrían realizar los actores que tienen capacidad de decisión e influencia en el mercado energético del país. Es así que con las proyecciones realizadas podríamos ver hasta que punto implica sacrificios y hasta que punto redundan en beneficios la utilización del gas natural, tanto para los consumidores como para el Gobierno. En ese sentido a continuación se procederá a realizar un análisis individual por sub Sectores, para luego finalizar con la implicancia global.

##### **4.3.1.-Impacto en el Sub-Sector Residencial y Comercial**

La distribución del gas natural en la ciudad de Lima y Callao a cargo de la empresa Gas Natural Lima y Callao, tiene como misión la de anualmente realizar un promedio de 10,000 conexiones de clientes nuevos. Debido a que el gas natural reemplazaría principalmente el consumo de GLP, es que se calculó que para el mismo consumo de energía de los 10,000 clientes que es 12,800 MMBTU/año, el ingreso por regalías sería de un promedio de 75,612 US\$/año. Como el GLP está gravado por el Impuesto General a las Ventas y el Impuesto Selectivo al Consumo, el Estado dejaría de percibir por esta sustitución la suma de 208,785 US\$/año, lo que daría como ingreso neto de (-)133,173 US\$/año, correspondiente al ingreso por regalías menos ingresos no recaudados del impuesto al GLP reemplazado. Como podemos apreciar, a mayor cantidad de clientes que reemplacen el consumo de GLP por gas natural, el Estado tendrá menos ingresos por impuestos, lo que afectaría directamente la recaudación que de alguna manera ya se encontraría considerada en los presupuestos del Gobierno.



Sin embargo, un aspecto importante a considerar es el hecho de que no se estarían gastando divisas en la importación de GLP, consumo como bien se conoce no es cubierto en su totalidad con la producción nacional, es por ello que el ahorro de divisas sería del valor aproximado de 520,165 US\$/año, Es allí donde se encuentra el mayor beneficio del país, ya que si bien los ingresos por recaudación tributaria disminuyen, los ahorros de divisas contribuyen a reducir el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos.

#### **4.3.2.-Impacto en el Sub-Sector Público**

Al igual que en el modelo de impacto 4.1.2, debido a lo variadas de las actividades que realiza el sub sector público, y al mínimo de consumo de gas que tiene a la fecha, en el presente trabajo no se ha considerado su desarrollo, debido principalmente que sus diferentes usos están incluidos en los demás Sub-Sectores.

#### **4.3.3.-Impacto en el Sub-Sector Transporte**

Para el presente análisis se consideró la conversión de 10,000 vehículos de taxi gasolineros al consumo de GNC. Si bien es cierto que el número inicial es muy alto, se entiende que las medidas que se den para incentivar la conversión de vehículos al consumo de gas natural deberá ser más agresiva.

Del cálculo realizado podemos identificar que 10,000 vehículos de taxi consumirían un promedio de 1,381,200 MMBTU/año, lo que significaría un ingreso al Estado por regalías de 925,846 US\$/año. Debido a que la gasolina esta gravada por el impuesto general a las ventas, el impuesto selectivo al consumo y el impuesto al rodaje, el Estado dejaría de percibir por esta sustitución la suma de 18,412,526



US\$/año, lo que daría como ingreso neto (-) 17,486,680 US\$/año, correspondiente al ingreso por regalías menos ingresos no recaudados del impuesto a la gasolina remplazada. Como podemos apreciar, a mayor cantidad de vehículos que remplacen el consumo de gasolina por gas natural, el Estado tendrá menores ingresos por impuestos, lo que afectaría directamente la recaudación que de alguna manera, ya se encontraría considerada en los presupuestos del Gobierno.

Un aspecto importante de considerar es el hecho de que no se estaría gastando divisas en la importación de gasolina, consumo como bien se conoce no es cubierto en su totalidad con la producción nacional, es por ello que el ahorro de divisas sería del valor aproximado de 11,485,714 US\$/año, es allí donde se encuentra el mayor beneficio del país, ya que si bien los ingresos por recaudación tributaria disminuyen, los ahorros de divisas contribuyen a reducir el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos.

Otro aspecto importante a considerar dentro de este Sub-Sector, es que el combustible automotriz que debiéramos remplazar es el diesel, sin embargo, Argentina que es un país con mas de un millón de vehículos que consumen gas natural comprimido, hasta la fecha no tiene solucionado la problemática de la conversión de los motores diesel a GNC, es por ello que el Perú debería impulsar los intercambios, becas y pasantías de profesionales a dicho país, con la finalidad de acceder e importar la tecnología desarrollada por ellos con la finalidad de poder adoptarla y acondicionarla a nuestra realidad nacional, ya que los beneficios que se adquirirían no serían exclusivamente en la disminución del costo del transporte, sino también como medida en pro de la protección ecológica del medio ambiente que debiera adoptarse en nuestra capital.



#### 4.3.4.-Impacto en el Sub-Sector Agroindustrial

El sector agroindustrial se considera uno de los Sub-Sectores con mayor dificultad para acondicionarse al cambio, debido a que debieran trasladarse los productos a procesarse, a las ciudades o centros poblados que cuenten con la distribución de este energético. Para el presente estudio se consideró como muestra 100 plantas que cuenten con calderas de una capacidad de 80 HP, las cuales debieran sustituir el consumo de diesel por el gas natural. En ese sentido, el consumo anual de energía sería de aproximadamente de 55,018 MMBTU/año lo que le generaría un ingreso por regalías al Estado de 36,880 US\$. Debido a que el combustible remplazado sería el diesel, el cual está gravado por el impuesto selectivo al consumo y el impuesto general a las ventas, el valor del impuesto no recaudado sería de aproximadamente 409,137 US\$/año, con lo cual nos daría un ingreso neto de (-) 372,257 US\$, correspondiente al ingreso por regalías menos ingresos no recaudados del impuesto al diesel remplazado. Como podemos apreciar, a mayor cantidad de clientes que replacen el consumo de diesel por el gas natural, el Estado tendrá menos ingresos por impuestos, lo que afectaría directamente la recaudación que de alguna manera ya se encontraría considerada en los presupuestos del Gobierno.

Sin embargo al igual que en los Sub-Sectores Residencial – Comercial y de Transporte, un aspecto importante a considerar es el hecho de que no se estarían gastando divisas en la importación del diesel, consumo como bien se conoce no es cubierto en su totalidad por la producción nacional, es por ello que el ahorro de divisas sería del valor aproximado de 422,400 US\$/año, en donde radicaría uno de los principales beneficios, reduciéndose el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos, contribuyendo además a la protección del medio ambiente.



#### 4.3.5.-Impacto en el Sub-Sector Pesquero

Para el presente análisis se consideró únicamente la conversión del 20% de la capacidad de producción de harina de pescado en el área de Lima y Callao, debido a que la accesibilidad al consumo de gas natural solo podría darse para las plantas productoras de harina de pescado y productos complementarios, mas no a las embarcaciones tipo bolicheras, debido a que ellas realizan su trabajo por diferentes puertos, en los que no podrían acceder al abastecimiento del gas natural.

Para el presente trabajo de investigación se consideró una producción de harina de pescado de 16,167 TM/año producidas con gas natural. Debido a que el consumo promedio es 40 galones de combustible residual N° 6 por tonelada de harina, la cantidad de combustible a remplazarse sería de 646,672 gal/año. Debido a que el R-6 está gravado solamente por el impuesto general a las ventas, el Estado dejaría de percibir por esta sustitución la suma de 86,007,785 US\$/año, lo que daría como ingreso neto de (-) 31,566 US\$/año, ingreso por regalías menos ingresos no recaudados del impuesto al R-6. Como podemos apreciar, a mayor cantidad de clientes que remplacen el consumo de R-6 por gas natural, el Estado tendrá menos ingresos por impuestos, lo que afectaría directamente la recaudación que de alguna manera ya se encontraría considerada en los presupuestos del Gobierno. Es importante resaltar que el impacto sería mucho menor que en el caso del Sub-Sector Transporte o el Residencial – Comercial.

El aspecto también importante, es como en todos los casos anteriores, el mayor efecto que se produciría al no destinar divisas en importar petróleo, cuyos valores podrían ser del orden aproximado de 452,670 US\$, contribuyendo así a reducir nuestra negativa balanza comercial de hidrocarburos, además del mayor beneficio de protección del medio ambiente, ya que se remplazaría el consumo de un combustible altamente contaminante.



#### 4.3.6.-Impacto en el Sub-Sector Metalúrgico

Para el presente análisis se consideró los datos con que cuenta la Corporación Aceros Arequipa S.A., la cual es la empresa que se encuentra más avanzada en lo que respecta al estudio de la posibilidad del uso del gas natural como insumo en la producción del hierro esponja. Es así como en una publicación patrocinada por dicha corporación<sup>1</sup>, se indica que podría existir una producción máxima de 60,000 TM/año de hierro esponja, para lo cual tendrían un consumo de 720,000 MMBTU/año, lo cual representaría un ingreso para el Estado por concepto de regalías del gas natural a consumirse, del orden de 482,630 US\$/año.

Es importante considerar dentro de este consumo, el correspondiente a la demanda de energía eléctrica para el proceso de fundición, el cual consideraría una posible demanda de 1,361,210 MWh/año, lo cual de ser generado con unidades térmicas que consuman gas natural, representaría un posible consumo de 4,644,624 MMBTU/año, lo cual considerando una eficiencia térmica del 34% de una central del ciclo simple, requeriría de 13,660,658 MMBTU/año como insumo gas natural, el mismo que generaría un ingreso al Estado por concepto de regalías del orden de los 9,157,013 \$/año.

Como hemos podido apreciar, los ingresos del Estado correspondientes a las regalías del gas natural consumido para la generación de energía eléctrica, necesaria para el proceso de fundición del hierro esponja, y que se estaría produciendo con el gas natural como insumo, es significativo toda vez que no implica la reducción de los

1 La Corporación Aceros Arequipa SAC ha patrocinado al Ing. Luis F. Cáceres Graziani en la publicación del libro "EL GAS NATURAL" cuya última edición fue presentada en Noviembre 2002.



ingresos por recaudación tributaria como en los casos anteriores, así como esta sería una actividad económica nueva que no reemplaza el uso de ningún otro combustible.

#### **4.3.7.-Impacto en el Sub-Sector Industrial**

En el caso del Sub-Sector Industrial, debido a las múltiples actividades productivas, se tomaron como ejemplo tres de las que pudieran considerarse como significativas, las cuales son: La Industria Cementera, la Petroquímica y finalmente la Generación Eléctrica. Es así como a continuación se inicia el análisis de la Industria Cementera.

##### **Industria Cementera**

La Industria Cementera en la actualidad consume Carbón para el proceso de producción del clinker, el mismo que no se produce en el país y que es importado desde países como Colombia. La producción anual promedio de clinker en la empresa Cementos Lima S.A. que fuera utilizada como ejemplo, es del valor de 3,600,000 TM CLK/año, lo que implica un consumo energético de 12,427,200 MMBTU/año.

Si se reemplazara el carbón como energético para los hornos, la cantidad de gas natural que se consumiría, proporcionaría un ingreso al Estado correspondiente a las regalías de un valor aproximado de 8,330,201 US\$/año, monto que incrementaría los ingresos para el Gobierno, toda vez que el carbón no está gravado con impuestos.

Por otro lado, debido a que se reemplazaría el carbón, se dejarían de importar las 428,983 TM carbón/año, lo que a un precio promedio de 90 US\$/TM, representaría



dejar de destinar divisas para su importación por valores del orden de los 38,608,444 US\$/año.

Otro de los principales beneficios sería el hecho de remplazar el consumo del carbón altamente contaminante, por el gas natural que es menos agresivo al medio ambiente.

Es conveniente considerar que uno de los insumos de la producción del cemento es la energía eléctrica, la misma que podría ser suministrada por centrales que consuman gas natural, lo cual luego del cálculo detallado permitiría incrementar los ingresos del Estado por consumo de gas natural.

Finalmente, de encontrarse los mecanismos que incentiven el consumo del gas natural por esta actividad industrial, debido a que las acciones son orientadas y focalizadas en un reducido número de empresas, estas serían rápidamente convertidas al consumo del gas natural, toda vez que no se tendría que enfrentar la problemática de cambiar el hábito de consumo de una gran masa de potenciales clientes.

### **Industria Petroquímica**

Una de las actividades de mayor beneficio potencial para el país es la Industria Petroquímica, debido a que los niveles de consumo de gas natural son muy elevados, en adición al mayor valor agregado que se le imprimiría a dicha producción. El gran inconveniente de esta actividad es que a la fecha no se encuentra desarrollada en el país y se requiere de inversiones muy altas que bordean los 1,400 millones de dólares, según el proyecto expuesto por el Ingeniero Fernando Rodrigo, representante de Canadian Petroleum Institute, en diversos congresos realizados sobre el tema. Sin embargo, el hecho de que sean proyectos de complicada



maduración, no significa que no sean motivo de análisis para evaluar los beneficios para el Estado.

Una planta cuya inversión sea similar a la indicada en el párrafo anterior, implicaría un consumo de 32,400 MMPC/año, lo cual representaría un ingreso aproximado para el Estado de 22,042,406 US\$/año por concepto de regalías. Sin embargo dado de que esta sería una actividad nueva, que no reemplazaría el consumo de otro combustible, sus consumos de gas natural no reducen los ingresos por concepto de tributos no gravados al combustible reemplazado, por el contrario, todos los ingresos por regalías incrementarían los fondos para el presupuesto del Gobierno.

Es importante considerar que el consumo de gas natural indicado anteriormente, implica la producción de 1,000 TM/año de amoníaco, 200,000 TM/año de nitrato de amoníaco, 2,060 TM/año de fosfatos de amoníaco y 1,100 TM/año de urea, todos estos productos con mayor valor agregado que proporcionarían nuevos ingresos al Estado por concepto de impuestos a la producción y tasas de exportaciones.

El proyecto de Industria Petroquímica con sus ingresos promedio de 22 millones de dólares americanos por regalías, representa la segunda actividad de mayor impacto económico a los ingresos del Estado, posterior al proyecto de exportación de LNG con volúmenes de 600 MMPCD que representaría un ingreso promedio al Estado de 40 millones de dólares americanos, si se considera un precio de exportación promedio no menor a 1.00 US\$/MMBTU. y una regalla igual a 37.24%.

### **Generación Eléctrica**

Otra de las actividades de gran impacto para los ingresos al Estado como consecuencia del consumo del gas natural es la generación eléctrica. Debido al poco crecimiento de la inversión en nuevas centrales hidroeléctricas, en el futuro se prevé



que la proporción de energía eléctrica generada por centrales térmicas será mayor, entendiéndose por ende que los consumos de gas natural se incrementarán.

En el análisis realizado en el presente trabajo de investigación, se consideró el consumo que tendría una planta térmica de ciclo simple con capacidad de generación de 125 MW, y que despachara en punta durante un periodo de cuatro horas diarias. La planta en cuestión consumiría un promedio de 1,833,213 MMBTU/año lo que representaría para el Estado un ingreso por concepto de regalías de aproximadamente 682,688 US\$/año. Es importante considerar que en la actualidad las centrales térmicas más modernas consumen carbón pulverizado (Central Térmica de Ilo) o petróleo diesel (Central Térmica de Ventanilla), esta última, al adquirir los derechos de consumo del gas natural que había contratado inicialmente ELECTROPERU, realizará los trabajos de conversión a la quema de gas natural.

Es importante también considerar en el presente ejemplo que, en el caso que se reemplace el consumo de diesel por gas natural, se dejarían de gastar 14,074,462 US\$/año en divisas al no importar dicho combustible que la producción nacional no abastece, contribuyendo así a mejorar la balanza comercial de hidrocarburos que a la fecha es negativa para el Perú, así mismo se estaría contribuyendo también a mejorar las condiciones de protección del medio ambiente, toda vez que se quemaría un combustible más limpio y menos agresivo al medio ambiente.

#### **4.3.8.-Análisis Global del Impacto en los Diferentes Sub-Sectores**

En la Tabla 4.11 se puede observar el resumen de los impactos que causan de manera individual el consumo del gas natural en los diferentes sub sectores, en ella los valores que se consignan están debidamente sustentados en los diferentes artículos del capítulo 4 MODELACIÓN, del presente trabajo de investigación.



Apéndice - 08

Tabla 4.11  
 Resumen de los Impactos Que Causan de Manera Individual el Consumo del Gas Natural en los Diferentes Sub Sectores

SUB SECTORES	TAMAÑO DE LA MUESTRA	CONSUMO ENERGETICO (MMBTU/año)	INGRESO DEL ESTADO POR REGALIAS (MM \$/año)	AHORRO DE DIVISAS (MM \$/año)	INGRESO NETO = INGRESOS DEL ESTADO (MENOS) IMPUESTOS NO RECAUDADOS (MM \$/año)
1 RESIDENCIAL COMERCIAL	10,000 CLIENTES	112.800,00	0,08	0,52	-0,13
2 PUBLICO	SE CONSIDERO INCLUIDO EN LOS DEMAS SUB SECTORES				
3 TRANSP.	10,000 VEHICULOS	1.381.200	0,93	11,49	-17,49
4 AGRO.	100 PLANTAS DE 80 HP c/u	55.018	0,04	0,42	-0,37
5 PESQ.	20% PRODUCCIÓN DE HARINA DE PESCADO DEL AREA DE LIMA Y CALLAO	75.531	0,05	0,45	0,05
6 MINERO	PLANTA PRODUCTORA DE 60,000 TM DE HIERRO ESPONJA	720.000	0,48		0,48
7 INDUSTRIAL	CEMENTERA	12.427.200	8,33	38,61	8,33
	PETROQUIMICA	32.883.408	22,04		22,04
GENERACION ELECTRICA	PLANTA DE GENERACION ELECTRICA DE 125 MW PARA SUMINISTRAR ENERGÍA DURANTE 4 HORAS DE PUNTA DURANTE UNA AÑO	1.833.213	0,68	14,07	0,68
	TOTALES	49.488.370	32,63	65,56	13,60



En la figura 4.1 se puede identificar claramente que los niveles de consumo inicial en los sub sectores Residencial – Comercial, Transporte, Agroindustria y Pesquero no son significativos, y por el contrario requieren de un gran esfuerzo múltiple tanto de los productores, transportadores y distribuidores, así como del Gobierno, para incentivar el consumo y modificar los hábitos de consumo de la población en general, los cuales son los factores de más lento cambio. En la misma figura se puede ver como los consumo de las actividades industriales, como lo son la Industria Cementera, la Generación Eléctrica y la Petroquímica son los que presentarían un mayor nivel de consumo y que requieren acciones y condiciones claras y concretas que permiten la rápida modificación de los hábitos de consumo de los industriales, toda vez que son reducidos los actores que podrían verse involucrados en la posibilidad de cambiar el tipo de combustible a consumir en sus procesos productivos.

En la figura 4.2 se puede también identificar claramente, como en el caso de los Sub-Sectores Residencial – Comercial, Transporte y Agroindustria, el Ingreso Neto correspondiente al consumo de gas natural en reemplazo de los combustibles que actualmente se consumen, ocasionarían que se reduzcan los ingresos netos debido a la no recaudación de impuestos por los combustibles reemplazados. Sin embargo, es importante considerar que el hecho de que se reduzcan los ingresos del Estado no representa un resultado negativo absoluto, toda vez que a los consumidores el poder acceder a combustibles mas baratos, les permite reducir sus costos en las diferentes actividades productivas, así como les permite elevar su capacidad adquisitiva al ciudadano común y corriente, debido a que tiene que destinar menor parte de sus ingresos al pago de combustibles o de energía eléctrica.

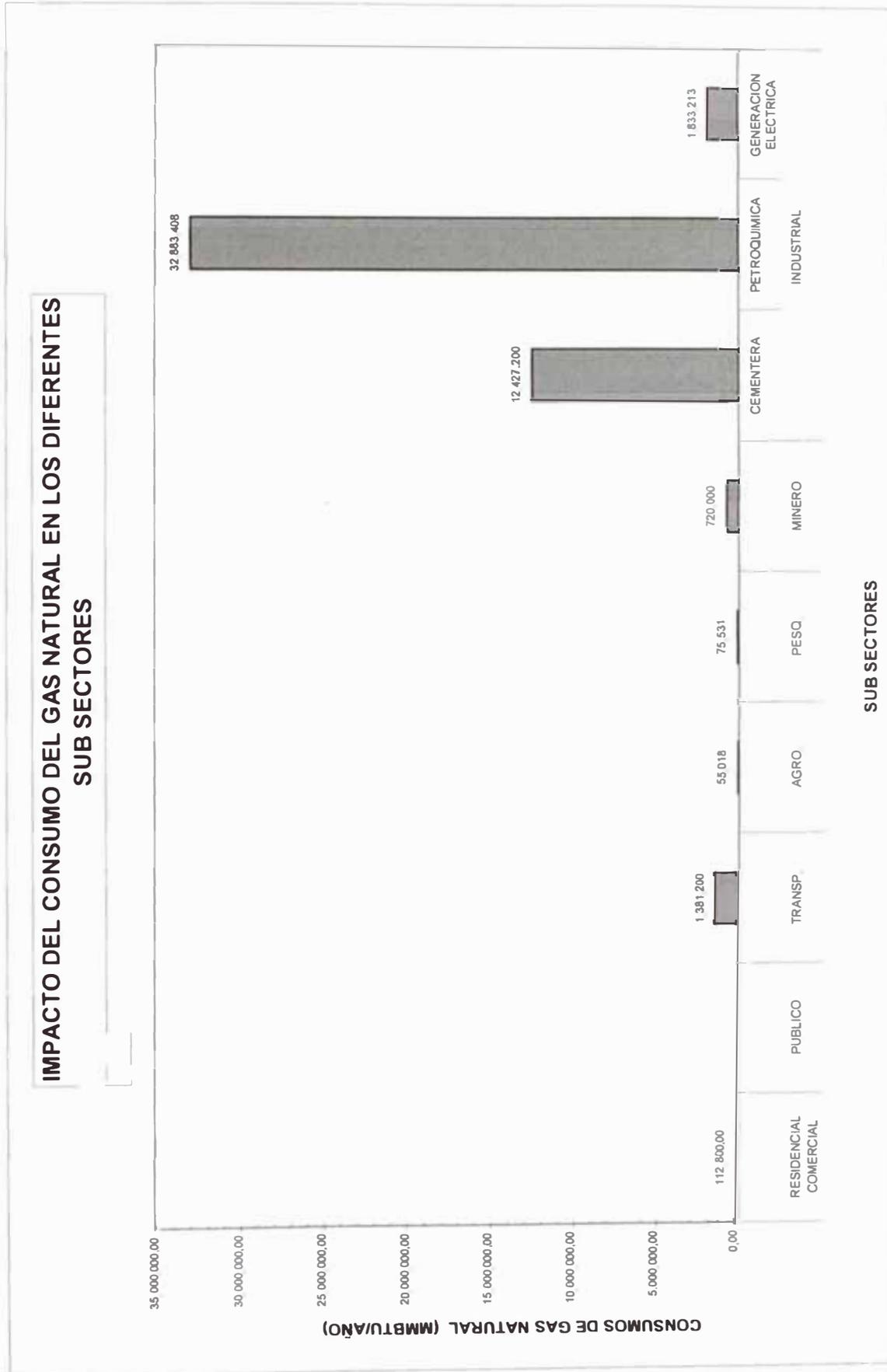


Fig. 4.1.- Impacto del Consumo del Gas Natural en los Diferentes Sub Sectores - Diagramación Propia



IMPACTO DEL CONSUMO DEL GAS NATURAL EN LOS DIFERENTES  
 SUB SECTORES

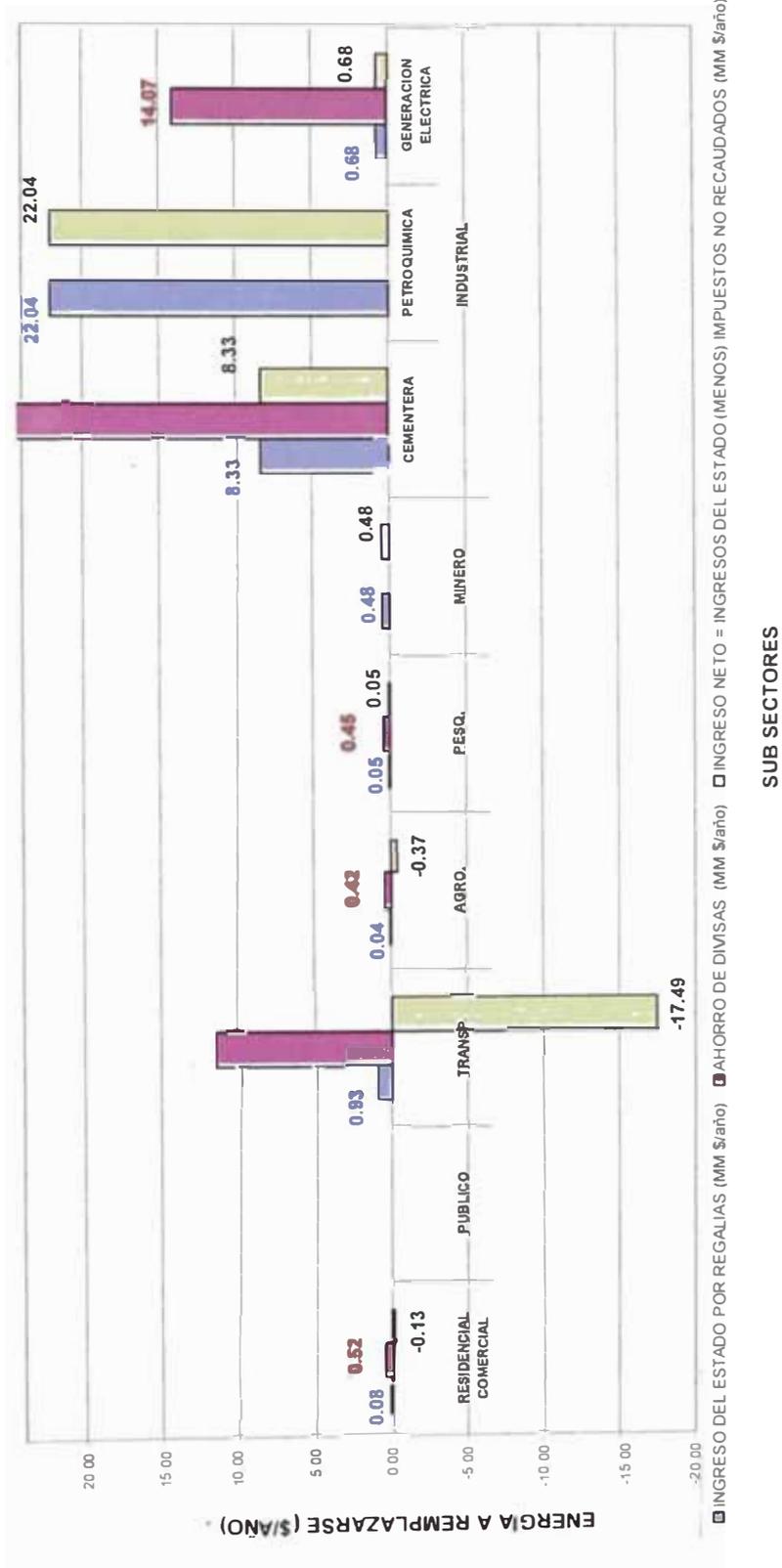


Fig. 4.2.- Impacto del Consumo del Gas Natural en los Diferentes Sub Sectores - Diagramación Propia



Finalmente, debemos prestar atención al Sector Industrial, debido a que es allí donde se presenta el mayor impacto económico en beneficio a los ingresos de recursos para el Estado. Es por ello que se considera de vital importancia que se dispongan las políticas, normas y procedimientos que motiven a este Sub-Sector a orientar su consumo hacia el gas natural. En ese sentido, luego de la comparación de los impactos de los diferentes Sub-Sectores, en los capítulos cinco y seis se presentarán cuales deberán ser nuestros objetivos, así como las propuestas que permitan definir una Estrategia para el Desarrollo del Mercado del Gas en el Perú.



## **CAPITULO 5**

### **OBJETIVOS**

Es importante considerar que cuando hablamos de objetivos, estos no debieran estar disociados de los objetivos nacionales establecidos por el organismo director del sector, que en este caso es el Ministerio de Energía y Minas. Es así como consideraremos dentro del análisis realizado, los objetivos preestablecidos, a los cuales les adicionaremos o sustraeremos algunos elementos que contribuyan a su adecuada aplicación en nuestro medio.

**5.1.- Objetivo General N° 1.- "Alcanzar una situación más equilibrada entre la estructura del consumo final por fuentes, las características de la infraestructura de abastecimiento y la dotación de recursos naturales energéticos que dispone el país".**

Cuando nos referimos al equilibrio del consumo energético, significa que la demanda de hidrocarburos debiera estar satisfecha con la producción nacional de los mismos, sin embargo esta situación no se da, debido a que nosotros principalmente consumimos gasolinas, diesel, GLP entre otros, y cuyas demandas que no son satisfechas con la producción nacional, deben en tal motivo importarse los mismos,



generando así la balanza comercial de hidrocarburos negativa en valores aproximados a los 700 millones de dólares.

Revertir la balanza negativa anterior, implicaría que los consumidores orienten su demanda al hidrocarburo que tiene mayor reserva nacional. Nos referimos en este caso al gas natural, pero, cambiar los hábitos de consumo es la tarea más dificultosa de esta empresa, ya que en la mayoría de los casos requieren de fuertes inversiones iniciales que les permitan consumir otro tipo de hidrocarburo. Tampoco no debemos olvidar las concepciones de seguridad y riesgo que en los potenciales consumidores se presentan a manera de prejuicios, los cuales son aun más difíciles de modificar.

Es por lo indicado en el párrafo anterior que para convencer al cliente de consumir gas natural lo podemos influenciar con dos de los principales argumentos: El Primero, que consiste en un significativo menor precio del combustible, y el Segundo que consiste en el criterio ecológico, que implicaría consumir gas natural que es un combustible menos nocivo al medio ambiente.

Nuestra cultura, atraso tecnológico del aparato productivo y pobreza generalizada de la población, hace que el argumento económico sea el más influyente y determinante, y es allí donde se presenta el primer conflicto, debido a que si el Estado renuncia a gravar con impuesto al gas natural, los ingresos netos que se obtienen de la diferencia entre los ingresos por regalías del consumo del gas natural menos los ingresos que dejaría de percibir el Estado por concepto de impuestos a los combustibles sustituidos, disminuirían notablemente, en comparación al régimen actual de comercialización de hidrocarburos. Sin embargo el principal resultado positivo de esta variación sería el disminuir las divisas que debieran ser destinadas a la importación de hidrocarburos.



La situación descrita sobre la disminución de los ingresos netos por la sustitución de los diferentes combustibles hacia el consumo del gas natural, representa en la actualidad el principal motivo por el cual el Gobierno chileno no impulsa de manera decidida y efectiva las políticas que permitan masificar el consumo de gas natural en su nación, ya que una parte importante de su presupuesto es obtenido por los impuestos aplicados a los combustibles, situación que es totalmente diferente a la nación argentina, ya que ellos como productores de gas han ejecutado políticas que favorecen el masivo consumo de dicho energético.

Es por lo indicado anteriormente que, el Estado debe buscar impulsar el desarrollo de nuevas actividades económicas que permitan compensar la disminución de los ingresos netos, como consecuencia de la sustitución de combustibles por el uso del gas natural, con los nuevos ingresos procedentes de las regalías que correspondería de los nuevos consumos de gas natural que ellas representan. Estas actividades nuevas se pueden presentar tanto en la Industria Siderúrgica, Cementera, la Petroquímica, entre otros.

**5.2.- Objetivo General N° 2.- "Cubrir los requerimientos básicos de energía, en cantidad y calidad, de toda la población atenuando así las asimetrías sociales y regionales; posibilitando el desarrollo de actividades productivas"**

El Estado debe cumplir con su rol de subsidiariedad, como parte del objetivo que es mejorar la calidad de vida de toda su población, en ese sentido debe evaluar permanentemente el costo/beneficio que justifique sus posibles inversiones en la ampliación de la frontera energética del país, con la finalidad de permitir el acceso a las poblaciones alejadas de los grandes cascos urbanos, a las nuevas fuentes energéticas, como lo es en este caso, el acceso al consumo del gas natural.



Es importante resaltar que los gasoductos, por su característica de elevados costos de construcción e imposibilidad de ser redireccionados o reorientados una vez construidos, hace que por lo general dependa su construcción de la garantía de contar con el acceso a un mercado a satisfacer, el cual se consolida con la suscripción de contratos bajo la modalidad "Take or Pay".

Debido a que la política de subsidios en su esencia es recomendable que se oriente a los costos fijos y no a los costos variables, es que el Estado debe discriminar técnica y socialmente, cuales son los proyectos de gasoductos que justifican su construcción, a fin de que el Estado se haga presente con un porcentaje del valor del proyecto a realizar. Este valor que pudiera afrontar el Estado será menor en función del potencial del mercado a atender, ya que a mayor potencial del mercado, mayor interés de abastecerlo por parte de los inversionistas privados, por lo que se podría asignar dichas obras a través de licitaciones que consideren dentro de sus propuestas, la condición de que el Estado participe con el menor porcentaje posible del valor total del gasoducto, así como un precio accesible del gas natural para la población a atender.

Un aspecto a considerarse, es que no siempre es conveniente o viable la construcción de un gasoducto, si es que no se cuenta con un mercado suficiente que lo justifique. Es por ello que algunas poblaciones pequeñas se pueden ver favorecidas no por el hecho de recibir el gas natural como energético distribuido por ducto, sino que se pueden ver favorecidos recibiendo energía eléctrica que fuera generada en otros lugares por plantas térmicas que consumen gas natural, y cuya energía recibida puede ser fácilmente transformada en otras energías necesarias.

Parte de los beneficios adicionales a la ampliación de la frontera energética, es que se contribuye a la preservación de la biomasa, ya que su consumo es muy



importante en las poblaciones que se encuentran alejadas de los centros urbanos o industriales.

**5.3.- Objetivo General N° 3.- "Atenuar los efectos negativos de los problemas generales relacionados a la concordancia entre la política energética y la política fiscal, así como la concentración de la propiedad en algunos eslabones de las cadenas productivas energéticas".**

Dada la cantidad de reservas mundiales que existe de gas natural, hace que la variación de los precios de dicho combustible sean menores que los relacionados a la comercialización del petróleo, toda vez que sus contratos son a mayor largo plazo, así como la explotación de ciertas reservas implica que desde su inicio estén orientadas a mercados preestablecidos o en cierta forma mercados cautivos. Es en ese sentido que remplazar parte de la demanda externa de petróleo con el gas natural nacional, hace que las posibles variaciones del precio del petróleo tengan menor influencia en los procesos productivos nacionales, obteniéndose así una mayor estabilidad de los precios de estos commodities, así como una menor posibilidad de variación de los precios de los productos que en su estructura de costos incluyan a los energéticos como parte importante de los insumos de los mismos.

Aspectos como la reciente guerra de la Coalición Americana - Inglesa - Española contra Irak, influyeron en el incremento del precio del petróleo, como consecuencia de las especulaciones de posibles desabastecimientos mundiales futuros. Es en este sentido que hechos como el descrito anteriormente, tendrían una menor influencia en la producción nacional, ya que esta podría estar abastecida principalmente de nuestros recursos naturales como lo es el gas natural, lo que serviría como un mecanismo de seguridad para la producción nacional, amortiguando los impactos de las variaciones de los precios de dicho combustible.



**5.4.- Objetivo General N° 4.- "Contar con normas técnicas para el uso del gas natural que cautelen la seguridad de los población en general a través del uso responsable de este energético, pero que a la vez no sea obstáculo a la promoción de la inversión orientada hacia el uso de este energético"**

El Estado debe garantizar los derechos de la población a la seguridad personal. Es en ese sentido que su Organismo normador como lo es el Ministerio de Energía y Minas, deberá emitir las directivas y normas técnicas que permitan desarrollar de manera favorable, segura y sostenible, el mercado nacional de consumo del gas natural. Sin embargo, las normas que se dispongan su aplicación, no deberán de convertirse en trabas que impidan o desalienten a los inversionistas a realizar las modificaciones de sus procesos productivos a favor del consumo de dicho energético, toda vez que su consumo favorece el crecimiento económico del país, así como la disminución del impacto ambiental.

En base a los conceptos vertidos en el presente capítulo, y teniendo en cuenta que los objetivos generales mencionados son lineamientos directrices que nos orientan en la elaboración de la planificación que permita desarrollarnos, en el siguiente capítulo se presentará la "Estrategia Propuesta para el Desarrollo del Mercado del Gas en el Perú".



## **CAPITULO 6**

### **PROPUESTA**

Todos los Estados modernos deben tratar de definir una estrategia energética, aún con los condicionamientos e incertidumbres que toda planificación de este tipo implica, por lo que estas estrategias pueden ser condicionadas o libres. Debido a que las estrategias son políticas de largo plazo, es de vital importancia realizarles un adecuado seguimiento y control, ya que con la información oportuna es posible ejecutar correcciones que evitarían caer en peligrosas vulnerabilidades futuras, las cuales atentarían contra el sector energético del país.

El Perú en un futuro no muy lejano revertiría su balanza comercial de hidrocarburos y cambiaría su posición de importador por la de exportador de hidrocarburos, esto ocasionará grandes cambios en las ofertas y demandas, las cuales tendrán incidencia directa en casi la totalidad de los procesos productivos. En este sentido, el Estado debe realizar una planificación detallada y específica, pero que a la vez sea congruente y sinérgica en todos los sectores, a fin de que se obtenga el mayor beneficio de la correcta ejecución de la política energética del país.



En el presente capítulo se desea presentar una propuesta de estrategia integral para el desarrollo de mercado del gas natural en el Perú, con la finalidad de que todas las medidas que aquí se mencionen, sean congruentes entre sí, y contribuyan de manera sinérgica y complementaria a impulsar la economía del país.

## **6.1. Definición del Rol del Estado en el Desarrollo del Mercado Energético**

El Estado tiene que cumplir con sus funciones como normador, fiscalizador, regulador, planificador y protector del medio ambiente, tal como se indicara en el artículo 3.10 del presente trabajo de investigación. Sin embargo en el presente capítulo, podrán identificar las propuestas que podría adoptar el Estado para cumplir sus funciones en los diferentes roles que le compete:

### **6.1.1. Normador**

#### **6.1.1.1. Emisión de la Normatividad que Promocione el Uso Seguro del Gas**

**Natural.-** El Estado, a través de los organismos que les compete elaborar las normas que rijan las diferentes actividades de exploración, explotación, producción, transporte, distribución, supervisión y consumo del gas natural, deberán realizar los máximos esfuerzos para que estas sean emitidas al más breve plazo, tomando en consideración los criterios ineludibles de seguridad de dicha actividad. La importancia de contar con la normatividad completa radica en que es el punto de partida para planificar las inversiones en este sector, toda vez que al no estar las normas disponibles, retrasa dicha actividad y por ende el desarrollo nacional.

#### **6.1.1.2. Utilizar el Criterio de Equilibrio Entre la Promoción y Seguridad en la**

**Normatividad a Adoptarse.-** Es necesario que al elaborarse la normatividad exista un adecuado equilibrio entre las facilidades para el



desarrollo de las actividades relacionadas al gas natural y las normas de seguridad y supervisión a adoptarse, con la finalidad de que no sean dichas normas una traba y desalienten la inversión en este sector, así como permitan que la mayoría de la población y los sectores productivos puedan tener acceso a los beneficios que el consumo del gas natural reviste.

**6.1.1.3. Efectiva Sanción a los que Incumplan la Normatividad Adoptada.-** La

cultura e idiosincrasia de la población nacional lamentablemente es propensa al incumplimiento de la normatividad vigente, debido principalmente a la predominante impunidad que en la mayoría de los casos los infractores encuentran en nuestros sistemas de fiscalización, así como en el judicial. Es en ese sentido que con la finalidad de cautelar el normal desarrollo del mercado del gas natural, es de vital importancia que desde el inicio se enfatice en la difusión de las normas adoptadas, con la finalidad de que se aplique la tolerancia cero al incumplimiento de las mismas, evitándose así accidentes que pudieran desalentar el cambio de hábito de consumo que se oriente hacia el consumo de este importante hidrocarburo.

**6.1.1.4. Establecer Normas para la Exportación.-** Es necesario de que se emitan

las normas que hagan viable el desarrollo del proyecto de exportación, esto implica que se emitan el tipo de impuestos y regalías a los que estarán sometidos los inversionistas que desarrollen actividades para la exportación. Por otro lado es importante definir si se aplicaría un marco jurídico para los exportadores de manera similar al marco jurídico que se aplica al productor orientado al mercado nacional. Otro criterio importante a definir, sería el si se adoptará un valor de regalcía constante o en su defecto se aplicarla un valor variable que estaría relacionado a una estructura de costo según el valor de mercado "Henry Hub" (precio al que se negocia el gas como comoditie en el mercado internacional), de cuyo valor se deduce los



diferentes costos de producción y manipulación, y a cuyo saldo se le aplica un porcentaje que sería la regalía que el Estado obtendría.

**6.1.1.5. Homologación de los Equipos y Procedimientos que se Utilizarán en la Conversión de Vehículos y Maquinarias para Consumo del Gas Natural.-** Es de gran importancia establecer la normatividad que permita la homologación de las tecnologías, equipos y procedimientos que serán autorizados su uso para la conversión de vehículos y maquinarias hacia el consumo del gas natural, protegiéndose así el mercado de posibles ingresos de equipos y materiales de inferior calidad, y que su uso pueda poner en peligro la seguridad del consumidor del gas natural y por ende del desarrollo del mercado.

## **6.1.2. Fiscalizador**

**6.1.2.1. Incrementar las Acciones de Fiscalización.-** A través del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG, es necesario incrementar las acciones de control contra el incumplimiento de las disposiciones legales y técnicas vigentes, con la finalidad de cautelar los intereses del Estado y la población en general, así como contribuir en la reducción de la informalidad en este sector. Es importante que el manejo de dicho organismo se realice con criterios exclusivamente técnicos, sin la ingerencia de posiciones políticas que por lo general tienden a ser demagógicas y generan principalmente climas de inestabilidad para los inversionistas.

**6.1.2.2. Registro y Control de los Vehículos que Consuman Gas Natural Comprimido.-** Es necesario que se establezca un registro de los vehículos que se encuentren autorizados para consumir Gas Natural Comprimido, con



la finalidad de evitar que se realicen conversiones clandestinas de vehículos para que consuman dicho combustible, así como puedan tener acceso a ser abastecidos por las Estaciones de Servicio. Es por lo anteriormente indicado que se deberán establecer las normas para que únicamente los vehículos que cuenten con la autorización respectiva puedan utilizar el combustible en mención.

### **6.1.3. Planificador**

#### **6.1.3.1. Proyectar el Desarrollo del Mercado Nacional**

**6.1.3.2. Establecimiento de Indicativos de Gestión que Permitan Monitorear el Desarrollo del Mercado del Gas Natural.-** El Ministerio de Energía y Minas, El Ministerio de Economía, Los diferentes Ministerios del Aparato Productivo, Los Gobiernos Regionales y Municipales, así como El Instituto Nacional de Estadística e Informática, los que deberán establecer de manera colegiada los indicativos de gestión que permitan identificar el desarrollo y comportamiento del mercado del gas natural en el Perú. En ese sentido, de manera transparente establecerán los criterios técnicos - económicos que permitan adoptar los mecanismos más apropiados para su adopción, de tal manera que los resultados obtenidos puedan contribuir a la adecuada toma de decisiones en todos los niveles y sectores, así como al diseño de políticas y programas que contribuyan a poner en valor el Potencial Nacional, desarrollándose así el Poder Nacional.

**6.1.3.3. Incluir de Manera Especifica La Política de Desarrollo del Mercado del Gas Natural dentro del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico Sectorial e Institucional considerado en el Acuerdo Nacional.-** Como parte de la Quinta Política de Estado contenida en el Acuerdo Nacional, y



dada la magnitud de su influencia en el Desarrollo Nacional, es conveniente que el planeamiento del desarrollo del mercado del gas natural en el país se encuentre incluido dentro del que realizaría el Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico Sectorial e Institucional, de tal manera que sus objetivos generales y objetivos específicos estén incluidos dentro de las metas de corto mediano y largo plazo que se adopten, siendo de esta manera sinérgicos con los objetivos de los demás sectores productivos o de consumo.

#### **6.1.4. Protector del Medio Ambiente**

##### **6.1.4.1. Incrementar el Control de las Emisiones Tóxicas y Contaminación del**

**Medio Ambiente.-** A través de los organismos competentes, se podrían incrementar las acciones de control sobre las emisiones de gases tóxicos que contaminan el medio ambiente, en el estricto cumplimiento de las normas técnicas vigentes, con la finalidad de que en adición a incentivar la ejecución de acciones en pro del desarrollo de la cultura ecológica, se desincentive el uso de combustibles altamente contaminantes, los cuales podrían ser remplazados por el gas natural.

##### **6.1.4.2. Reforzar los Mecanismos y Reducir los Procedimientos de las**

**Denuncias de los Delitos Ecológicos.-** Descentralizar las entidades que permitan reforzar los mecanismos para recibir las denuncias de delitos ecológicos que se pudieran presentar en el sector, así como reducir los procedimientos burocráticos de los mismos, de tal manera que se mejore la protección del medio ambiente, lo cual indirectamente favorece el consumo de energías más limpias.



## 6.2 Definición de las Estrategias

### 6.2.1. Medidas Tributarias

**6.2.1.1. Exoneraciones Tributarias.-** El Estado podría establecer plazos o cuotas de exoneración de impuestos a los equipos o vehículos que utilicen el gas natural como combustible o insumo en sus procesos productivos, con la finalidad de incentivar su adquisición e incrementar los consumos del referido combustible. Como ejemplo se puede considerar la exención tributaria de por vida que se dio en Chile para los primeros 300 vehículos que se convirtieran al consumo de GNC.

**6.2.1.2. Plazos de Gracia y Depreciación Adelantada.-** Para las estaciones de servicio podrían adoptarse medidas que les permitan acogerse a plazos de gracia para el pago de impuestos, así como acogerse a la depreciación adelantada, toda vez de que el desarrollo del mercado del gas natural está directamente relacionado con el cambio del hábito de consumo, y en nuestro país en un inicio la conversión de vehículos al consumo de gas natural comprimido será lenta. Esta medida de incentivo estaría orientada de tal manera que permita compensar el esfuerzo de los propietarios de las estaciones de servicio, debido principalmente a la gran inversión que en su inicio realizarían, independientemente que cuenten con un mercado que lo justifique.

### 6.2.2. Medidas Legales

**6.2.2.1. Estabilidad en las Normas Legales.-** Con la finalidad de no desincentivar a los inversionistas de los diferentes sectores, es imprescindible mantener la estabilidad legal a través de los diferentes Gobiernos de turno. Esta medida



es de carácter prioritaria, toda vez que los inversionistas coinciden que es la condición principal para atraer a los inversionistas. Es importante resaltar que el incumplimiento de esta condición eleva notablemente la calificación riesgo país, lo cual encarece directamente los costos del financiamiento.

**6.2.2.2. Promoción de la Adquisición por el Estado de Vehículos Duales.-** El

Estado estaría en la capacidad de establecer a través de dispositivos legales la obligación de que todas las entidades del Estado que requieran adquirir vehículos de transporte ligero o pesado, que en algún momento transiten por ciudades abastecidas por gas natural comprimido deban tener la capacidad de consumir como manera principal o alterna el referido combustible, de tal forma que se contribuya de manera efectiva en la modificación del hábito de consumo así como en el crecimiento del mercado nacional.

**6.2.2.3. Autorización a las Entidades del Estado para Poder Utilizar las Partidas de Combustible en la Modificación del Consumo al Gas Natural.-** El

Estado estaría en la capacidad de establecer a través de dispositivos legales, la autorización para que todas las entidades que dependan del Estado estén autorizadas para utilizar de sus partidas asignadas para combustibles, los recursos necesarios para la modificación de sus vehículos y equipamientos para el uso del gas natural o gas natural comprimido, financiando su adquisición hasta por un plazo de 2 años o el que se estime conveniente para este fin. Es importante resaltar que el uso de recursos para estas modificaciones no implicaría al Estado el incremento de los montos asignados previamente a las partidas involucradas.

**6.2.3. Normatividad Técnica**



**6.2.3.1. Adoptarse Mecanismos o Dispositivos que Permitan Únicamente el Abastecimiento de Gas Natural a los Vehículos Autorizados.-** Con la finalidad de evitar que se realicen conversiones clandestinas de vehículos para que consuman gas natural comprimido, así como tengan la posibilidad de ser abastecidos por las estaciones de servicio, se deberán establecer dispositivos (Electrónicos, mecánicos o de otra índole) para que únicamente los vehículos que cuenten con la autorización para consumir gas natural comprimido puedan ser abastecidos con dicho combustible, desalentando de esta manera a los propietarios para que realicen sus conversiones en talleres no autorizados.

**6.2.3.2. Homologación de los Equipos y Procedimientos que se Utilizarán en la Conversión de Vehículos y Maquinarias para el Consumo del Gas Natural.-** Los equipos y procedimientos que se utilicen deberían ser homologados técnicamente, a fin de proteger el mercado de insumos y procedimientos de baja calidad y que pongan en riesgo a los consumidores. La supervisión estaría a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía – OSINERG.

**6.2.3.3. Aprobación de las Revisiones Técnicas como Requisito para la Conversión de los Vehículos para Consumo de Gas Natural Comprimido.-** Con la finalidad de permitir que la mayoría de la población tenga acceso a los beneficios técnicos - económicos que reviste el consumo del GNC, es importante que no se limite solamente su consumo a los autos nuevos o de Antigüedades menores a los 5 años, dado de que el hecho de que los vehículo sean nuevos no es garantía absoluta de que todos se encuentren en optimas condiciones de operación. Es por lo anteriormente indicado que con la finalidad de incentivar la conversión de vehículos al consumo de GNC, como normatividad técnica se podría establecer de que



todos los vehículos que se deseen modificar, deberían aprobar previamente una revisión técnica realizada por talleres autorizados para tal fin, con lo cual no se discriminaría a los vehículos de mayor antigüedad y que se encuentren en óptimas condiciones de operación, contribuyendo así a aumentar el número de vehículos que consuman este combustible, de manera similar como lo es en Argentina, y no establecer normas como en Chile, las cuales no contribuyen a la masificación del uso del GNC, y por ende al crecimiento del mercado.

#### **6.2.4. Medidas para el Desarrollo de la Capacitación Tecnológica**

##### **6.2.4.1. Impulsar el Estudio en Países con Gran Desarrollo de Producción y**

**Consumo de Gas Natural.-** Como política de Estado es conveniente impulsar el otorgamiento de becas de estudio y pasantías de profesionales hacia países extranjeros que tengan gran desarrollo de la producción y consumo de gas natural, con la finalidad de acceder a nuevas tecnologías que sean aplicables al medio nacional. En ese sentido sería conveniente que el Instituto Nacional de Becas y Créditos Educativos – INABEC, incremente sus esfuerzos en presentar una mayor oferta de becas relacionadas al tema, y que tengan directa relación con el plan integral de desarrollo del mercado nacional del gas natural.

##### **6.2.4.2. Establecer Una Comisión Técnica para Homologar Tecnologías de Transformación de Diesel 2 a Gas Natural o Gas Natural Comprimido.-**

Debido a que gran parte de nuestro parque automotor y maquinaria industrial productiva consume diesel-2, es necesario establecer una comisión técnica que pueda establecer los criterios técnicos necesarios para homologar los equipamientos y procedimientos que deban adoptarse y difundirse en el país, y que permitan garantizar una segura y eficiente



conversión del consumo del diesel-2 al gas natural o gas natural comprimido. Como ejemplo podemos observar el caso argentino, ya que dicho país es el que más adelantada tiene su investigación para la conversión de motores D-2 a GNC, habiendo obtenido a la fecha resultados satisfactorios. En ese sentido sería conveniente que como política de Estado se establezcan los canales diplomáticos y científicos que permitan satisfacer la necesidad nacional de importar dicha tecnología, para que de esa manera se facilite y acelere el cambio tecnológico que el país requiere, y se contribuya de manera decisiva también a la protección del medio ambiente, ya que como vemos solamente en la ciudad de Lima, los vehículos tipo combis y taxis principalmente consumen D-2, los mismos que tienen efectos dramáticos en la contaminación del medio ambiente.

**6.2.4.3. Incluir de Manera Específica el Desarrollo de la Ciencia y Tecnología dentro del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico Sectorial e Institucional.-** Como parte de la vigésima política de Estado contenida en el Acuerdo Nacional, y dada la magnitud de su influencia en el desarrollo nacional, es conveniente incluir lo relacionado al desarrollo científico y tecnológico, a fin de mejorar la gestión de explotación de los recursos naturales, incrementando las actividades de investigación, para lo cual se deberá también incrementar los recursos destinados a la investigación.

## **6.2.5. Desarrollo de Infraestructura**

**6.2.5.1. Mejorar la Infraestructura Destinada para la Investigación Tecnológica.-** Como concepto integral del desarrollo de ciencia y tecnología, es importante que de los recursos que se obtengan por la explotación del gas natural, por ley se podría asignar un porcentaje de las regalías que se obtengan, con la



finalidad de mejorar la infraestructura necesaria para la investigación científica.

**6.2.5.2. Promover la Construcción de los Gasoductos Virtuales.-** Debido a que en un inicio, la red de distribución de gas natural en la ciudades no abarcará todos los centros poblados, es conveniente que se promueva la construcción de gasoductos virtuales, los cuales permitirían la construcción de Estaciones de Servicio en lugares que no cuenten con acceso a la red de distribución que inicialmente se instalaría, contribuyendo de esta manera a que al existir mayor número de lugares de venta de GNC, se incentive a los transportistas a modificar los sistemas de sus vehículos, cambiando así sus hábitos de consumo.

#### **6.2.6. Medidas de Promoción Financiera:**

**6.2.6.1. Establecer Fondos Fiduciarios Rotativos para Financiamiento de la Conversión de Equipos o Sistemas para Consumo de Gas Natural.-** El Estado podría gestionar ante los organismos financieros internacionales la habilitación de fondos a tasas preferenciales, los cuales podrían ser administrados por organismos como la Corporación Financiera de Desarrollo - COFIDE, y que serían utilizados para financiar a la población, pequeña y mediana empresa en la conversión de equipos, vehículos o sistemas para el consumo de gas natural. Este mecanismo de financiamiento podría contar con personal técnico que asesoraría a los posibles usuarios, en los aspectos técnico – económicos, para adoptar las condiciones más ventajosas en la selección de sus respectivos créditos. En este sentido el Estado podría subsidiar los costos de asesoramiento a los clientes, que el presente programa implicaría, de tal manera que no se encarezcan los respectivos créditos.



**6.2.6.2. Autofinanciamiento de las Entidades Estatales.-** Las Entidades del Estado, previo informe técnico-económico que los sustente, podrían financiar con las partidas asignadas para combustible, el cambio de sus vehículos o equipos para el consumo del gas natural, con cargo a las economías que pudieran generarse con la sustitución del combustible. En caso que al final del año, y cumpliendo con los pagos correspondientes a la financiación del equipamiento obtenido, quedara un saldo a favor de la entidad del Estado, como medida de incentivo, dicho saldo podría ser reorientado a otras partidas de la misma entidad.

**6.2.6.3. Realizar las Adquisiciones Importantes del Estado utilizando el mecanismo de Compensaciones Industriales u "Offset".-** Debido a que el Estado realiza grandes compras, entre las que se encuentran principalmente las adquisiciones militares, estas podrían utilizar el mecanismo de las Compensaciones Industriales "Offset"<sup>1</sup>, por lo que el Gobierno orientaría las compensaciones a realizarse, para que sean direccionadas a la inversión privada en la industria del consumo y desarrollo tecnológico nacional, relacionado a la producción y consumo de gas natural. De ésta manera podemos visualizar que los cuatro actores fundamentales en el proceso son: El vendedor extranjero que proporciona la compensación, las Instituciones del Estado que adquieren, Las autoridades políticas que establecen los criterios de selección y las empresas que son los que ejecutan la actividad acordada, debiendo mantener los tres principios del Offset que son: Precio, beneficios mutuos, y responsabilidad.

<sup>1</sup> Compensación industrial complementarias por adquisición de sistemas de defensa.  
Información adicional se presenta en el anexo 06



Esta modalidad de adquisición tiene como principal ventaja el hecho de que contribuye a equilibrar la balanza comercial deficitaria.

## **6.2.7. Medidas para el Control del Impacto Ambiental y Ecológico**

**6.2.7.1. Establecer Cuotas de Unidades de Transporte que Consuman Gas Natural Comprimido en las Líneas de Transporte.-** Con la finalidad de promover acciones que contribuyan a la conservación del medio ambiente, y debido a que es el transporte público uno de los principales agentes contaminantes del medio ambiente de la capital, es conveniente que el futuro otorgamiento de licencias de rutas de transporte este condicionado a una cuota en porcentaje de unidades de transporte que consuman gas natural comprimido. Dichas cuotas podrían elevarse a través de los años, de acuerdo a un plan pre-establecido. Por otro lado, podrían establecerse un programa de cuotas porcentuales de unidades por línea de transporte público que deberían transformarse al consumo de gas natural comprimido.

## **6.2.8. Medidas de Difusión**

**6.2.8.1. Difundir los Beneficios del Uso del Gas Natural a Través de Oficinas, Publicidad y Exposiciones Itinerantes.-** En coordinación con los actores principales del mercado que tengan capacidad de influencia, establecer una estrategia integral que permita de manera sinérgica difundir a la población, pequeña y mediana empresa, los beneficios técnicos – económicos que se obtienen con el consumo del gas natural. Así mismo se podrán establecer oficinas, publicidad y exposiciones itinerantes que permitan experimentar a los potenciales clientes los beneficios de sus consumos, así como contar con el asesoramiento necesario para acceder al financiamiento para la adecuación a su consumo.



**6.2.8.2. Incluir en los Programas de Ahorro de Energía la Difusión a Través de los Niños, las Ventajas del Uso del Gas Natural.-** Es importante que a través de dichos programas se inculque desde la niñez la conveniencia del uso del gas natural, con la finalidad de que se facilite en el futuro el cambio de hábito de consumo de combustibles hacia el consumo del gas natural, creando asimismo también la cultura de que el uso seguro del gas está relacionado directamente con la seguridad que se adopte durante su consumo.



## CONCLUSIONES

Al finalizar el presente trabajo de investigación, como conclusiones presento la "Estrategia Para El Desarrollo Del Mercado Del Gas En El Perú". Sin embargo esta no es, ni será, una propuesta de situación estática, por el contrario, su concepto integral que se manejó para su elaboración fue y será permanentemente dinámico, puesto que todos los factores que influyen en su comportamiento serán cambiantes, tanto por la influencia de la situación política económica interna, como por la situación política económica internacional.

A continuación indico una serie de recomendaciones sobre los diferentes roles que deberán cumplir tanto el Estado, como los demás actores que participan en el mercado del gas natural nacional. Es importante detallar que todos ellos pueden adoptarse de manera individual, pese a tener mayormente entre ellos relaciones vinculantes, sin embargo, el espíritu del presente trabajo radica en sustentar ante los diferentes actores con capacidad de decisión en el planeamiento y ejecución de la política energética nacional, que estas propuestas son recomendables que se intenten aplicar de manera conjunta, con la finalidad de conseguir los efectos multiplicadores de las administraciones sinérgicas orientadas a objetivos integrales comunes y plenamente identificados por todos. A continuación se detallan las propuestas específicas:



**Definición del Rol del Estado en el Desarrollo del Mercado Energético.-** El Estado debe cumplir con el rol que le corresponde para promover el desarrollo del mercado energético del país, en ese sentido deberá cumplir con sus funciones en los siguientes roles:

### **Rol Normador**

- (a) Culminar la emisión de la normatividad que promocióne el uso seguro del gas natural.
- (b) Utilizar el criterio de equilibrio entre la función promotora y cautelar la seguridad en la emisión de la normatividad a adoptarse.
- (c) Establecer y difundir las sanciones que se aplicarán a los que Incumplan la normatividad adoptada.
- (d) Establecer las normas que regularán la exportación de gas natural en caso sea autorizada.
- (e) Homologar los equipos y procedimientos que se utilizarán en la conversión de vehículos y maquinarias para que consuman gas natural.

### **Rol Fiscalizador**

- (a) Incrementar las acciones de fiscalización contra el incumplimiento de las disposiciones legales y técnicas vigentes.
- (b) Registrar y controlar los vehículos que consuman gas natural.

### **Rol Planificador**

- (a) Proyectar el desarrollo del mercado energético a través de sus diferentes organismos ejecutivos del sector, con la finalidad de consolidar la información, nacional e



internacional, y orientar los esfuerzos de los inversionistas en el desarrollo del Sector, y alcanzar los objetivos nacionales adoptados.

- (b) Establecer en coordinación con El Ministerio de Energía y Minas, El Ministerio de Economía, Los diferentes Ministerios del Aparato Productivo, Los Gobiernos Regionales y Municipales, así como El Instituto Nacional de Estadística e Informática, los indicadores que permitan monitorear el desarrollo del mercado del gas natural.
- (c) Incluir de manera específica la política de desarrollo del mercado del gas natural dentro del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico Sectorial e Institucional.

### **Protector del Medio Ambiente**

- (a) Incrementar el control de las emisiones tóxicas y contaminación del medio ambiente a través de los organismos competentes.
- (b) Reforzar los mecanismos y reducir los procedimientos necesarios para la presentación de las denuncias de los delitos ecológicos, descentralizando las entidades que permitan reforzar los mecanismos para recibir las denuncias de delitos ecológicos que se pudieran presentar en el sector.

**Definición de las Estrategias.-** El Estado, en adición al cumplimiento de sus roles asignados, deberá establecer estrategias congruentes entre si, con la finalidad de conducir a los diferentes actores, dentro de las libertades que la Constitución Política del Estado garantiza, para que orienten sus esfuerzos hacia objetivos plenamente establecidos y de conocimiento generalizado. Estas estrategias deberán adoptarse dentro de las siguientes actividades:

### **Medidas Tributarias**

- (a) Establecer las exoneraciones tributarias que se adopten aplicar.



- (b) Establecer plazos de gracia y depreciación adelantada, así como definir a que actividades se podrían aplicar incentivos tributarios.

### **Medidas Legales**

- (a) Mantener la estabilidad en las normas legales vigentes.
- (b) Disponer que los vehículos que adquiera el Estado deban tener la capacidad de consumir gas natural.
- (c) Autorizar a las entidades del Estado para poder utilizar las partidas de combustible en la adquisición o modificación de sus equipos para el consumo al gas natural.

### **Normatividad Técnica**

- (a) Adoptar mecanismos o dispositivos que permitan únicamente el abastecimiento de gas natural a los vehículos autorizados.
- (b) Homologar los equipos y procedimientos que se utilizarán en la conversión de vehículos y maquinarias para el consumo del gas natural.
- (c) Aprobar las revisiones técnicas como requisito para la conversión de los vehículos para consumo de gas natural comprimido.

### **Medidas para el Desarrollo de la Capacitación Tecnológica**

- (a) Impulsar el incremento de becas y pasantías para estudiantes y profesionales peruanos en países con gran desarrollo de producción y consumo de gas natural.
- (b) Establecer comisiones técnicas para definir como homologar tecnologías de transformación de diesel 2 a gas natural o gas natural comprimido.
- (c) Incluir de manera específica el desarrollo de la ciencia y tecnología dentro del Sistema Nacional de Planeamiento Estratégico Sectorial e Institucional.



### **Desarrollo de Infraestructura**

- (a) Mejorar la infraestructura destinada para la investigación tecnológica.
- (b) Promover la construcción de los gasoductos virtuales.

### **Medidas de Promoción Financiera**

- (a) Establecer fondos fiduciarios rotativos para financiamiento de la conversión de equipos o sistemas para consumo de gas natural.
- (b) Autorizar el autofinanciamiento de las entidades Estatales.
- (c) Promover que las Adquisiciones importantes del Estado se realicen, utilizando el mecanismo de compensaciones industriales u "Offset"

### **Medidas para el Control del Impacto Ambiental y Ecológico**

- (a) Establecer cuotas de unidades de transporte que consuman gas natural comprimido en las líneas de transporte.

### **Medidas de Difusión**

- (a) Difundir los beneficios del uso del gas natural a través de oficinas, publicidad y exposiciones itinerantes.
- (b) Incluir en los programas de ahorro de energía la difusión a través de los niños de las ventajas del uso del gas natural.



## **REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS**

### **BIBLIOGRAFIA CONSULTADAS:**

1. Ministerio de Energía y Minas; PLAN REFERENCIAL DE ENERGÍA AL 2015; Lima – 2002.
2. Ministerio de Energía y Minas; BALANCE NACIONAL DE ENERGÍA 2001; Lima – 2002.
3. Ministerio de Energía y Minas; PLAN REFERENCIAL DE ELECTRICIDAD 2001-2002; Lima - 2001.
4. Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas; PLAN REFERENCIAL DE HIDROCARBUROS 2003-2012; Lima - 2003.
5. Instituto del Petróleo y Gas IPEGA; PUBLICACIÓN DEL CURSO INTERNACIONAL DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL. Lima – 2002.



6. Organización Latinoamericana de Energía OLADE; LOS MERCADOS DEL GAS NATURAL EN LA COMUNIDAD ANDINA: DESARROLLO Y PERSPECTIVAS DE INTEGRACIÓN – EL MERCADO DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ: UN ANÁLISIS PARA LA PROMOCIÓN DE SU DESARROLLO; Quito – 2002.
7. Instituto Mario Samamé Boggio; PUBLICACION DE LA CONFERENCIA INTERNACIONAL "LA HORA DEL GAS"; Lima – 2002.
8. International Chamber Of Shipping; "TANKER SAFETY GUIDE LIQUEFIED GAS". – 1995.
9. US Department of Transportation; GUIDANCE MANUAL FOR OPERATORS OF SMALL NATURAL GAS SYSTEMS. – Research and Special Programs Administration; EEUU 2002.
10. EL GAS NATURAL – Luis F. Cáceres Graziani – Tercera edición, Corporación Aceros Arequipa S.A. – Noviembre 2002.
11. Organización Latinoamericana de Energía; ESTUDIO PARA LA INTEGRACIÓN DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN AMÉRICA DEL SUR - INFORME FINAL; Quito - 19 Junio 2002.
12. Raúl Mejía Ibáñez; METODOLOGIA DE LA INVESTIBACION – COMO REALIZAR Y PRESENTAR TRABAJOS DE INVESTIGACIÓN; Talleres de Artes Gráficas SAGITARIO S.R.L.; La Paz – Bolivia; 1999.
13. Pedro Touzett Gianello; ENTRADA DEL GAS DE CAMISEA; Lima – 1996.



#### **PAGINAS WEB CONSULTADAS:**

1. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas  
[www.iapg.org.ar](http://www.iapg.org.ar)
  
2. Instituto Peruano del Gas  
[www.ipega.fip.uni-edu.-pe](http://www.ipega.fip.uni-edu.-pe)
  
3. Metrogas de Argentina – Empresa distribuidora de gas en Argentina  
[www.metrogas.com.ar](http://www.metrogas.com.ar)
  
4. Instituto Nacional de Estadísticas - INEI  
[www.inei.gob.pe](http://www.inei.gob.pe)
  
5. Petróleos del Perú  
[www.petroperu.com](http://www.petroperu.com)
  
6. Ministerio de Energía y Minas República del Perú /  
[www.men.gob.pe](http://www.men.gob.pe)
  
7. Organización Latinoamericana de Energía - OLADE  
[www.olade.org.ec](http://www.olade.org.ec)
  
8. Organismo Supervisor de la inversión en Energía - OSINERG  
[www.osinerg.org.pe](http://www.osinerg.org.pe)
  
9. Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía - SNMPE



[www.snmpe.org.pe](http://www.snmpe.org.pe)

10. Sociedad de Ingeniería y Desarrollo – SINDES

[www.sindes.org](http://www.sindes.org)

11. Comisión de Tarifas Eléctricas – CTE

[www.cte.org.pe](http://www.cte.org.pe)

12. Cámara Argentina del Gas Natural Comprimido

[www.gnc.org.ar](http://www.gnc.org.ar)

13. Comisión Nacional del Medio Ambiente – Gobierno de Chile

[www.conama.cl](http://www.conama.cl)

14. GNC Galileo S.A.

[www.galileoar.com](http://www.galileoar.com) (Gasoductos virtuales)

15. Corporación Aceros Arequipa S.A.

[www.acerosarequipa.com](http://www.acerosarequipa.com) (Hierro esponja)

16. Cementos Lima S.A.

[www.cementoslima.com.pe](http://www.cementoslima.com.pe)