



Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014

Documento de Trabajo N° 14

Alfredo Dammert Lira
Raúl García Carpio
Arturo Vásquez Cordano

Oficina de Estudios Económicos

Agosto del 2006

Oficina de Estudios Económicos - OSINERG

OSINERG

Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014.

Documento de Trabajo N° 14 elaborado por la Oficina de Estudios Económicos.

Esta permitida la reproducción total o parcial de este documento por cualquier medio, siempre y cuando se cite la fuente.

Elaborado por Alfredo Dammert Lira, Raúl García Carpio y Arturo Vásquez Cordano.

Colaborador: Edwin Quintanilla, Raúl Pérez-Reyes y Lennin Quiso.

Asistentes: Pamela Medina, Claudia Fernández-Dávila y Carolina Lenkey.

Las opiniones vertidas en este documento son de responsabilidad exclusiva de los autores y no reflejan necesariamente la posición del OSINERG. Los errores u omisiones son de responsabilidad de los autores.

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

OSINERG

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar
Lima, Perú

Tel. (511) 219-3400, anexo 1057

Fax (511) 219-3413

<http://www.osinerg.gob.pe/osinerg/investigacion>

http://www.osinerg.gob.pe/newweb/pages/Estudios_Economicos/77.htm

Correo electrónico: adammert@osinerg.gob.pe, rgarcia@osinerg.gob.pe,
avasquez@osinerg.gob.pe, vasquez.al@pucp.edu.pe.

Clasificación JEL: L71, L95

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos
Documento de Trabajo N° 14

Los Efectos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014

Resumen

El presente documento analiza y estima los efectos económicos a nivel agregado que el proyecto gasífero de Camisea tendrá en la economía Peruana durante los primeros diez años de su operación. Se ha identificado ocho ámbitos en los cuales el Proyecto Camisea tendrá un impacto positivo: la producción agregada de gas natural, el desempeño del sector eléctrico, el desarrollo de la industria, el consumo de energía en el sector residencial y en el sector transportes, la producción de hidrocarburos líquidos, la balanza comercial de hidrocarburos, y el presupuesto del gobierno central y los gobiernos regionales.

Se estima que el Proyecto Camisea provocará una serie de cambios en los patrones de consumo de los usuarios residenciales, comerciales e industriales, conduciendo al Perú a una nueva etapa de desarrollo energético, en el cual se logrará el cambio hacia una matriz energética más diversificada y sostenible. Se proyecta que la participación del gas natural en la matriz energética se incrementará de 5% al 25% en los próximos 10 años, mientras que la participación del petróleo se reducirá de 58% a 40%. Adicionalmente, Camisea tendrá un impacto macroeconómico y regional positivo y significativo a lo largo de los primeros años de la vida del

proyecto. Debe destacarse que el documento no analiza los efectos microeconómicos que el proyecto puede tener dentro de la economía peruana (por ejemplo, efectos sobre la pobreza, las condiciones de vida y el desarrollo de las localidades adyacentes al proyecto, etc.). Este tema será analizado en otro documento.

TABLA DE CONTENIDO

1. El Proyecto	6
2. Organización Industrial de la Actividades	7
3. Efectos Económicos del Proyecto Camisea	11
3.1. Producción de Gas Natural	11
3.2. Sector Eléctrico	13
3.3. Sector Industrial	18
3.4. Uso Residencial y Comercial	23
3.5. Uso Vehicular	28
3.6. Producción de Líquidos de Gas Natural (LGN)	31
3.6. Impacto en la Balanza Comercial	34
3.8. Impacto sobre el Gobierno Central y las Regiones	37
4. Comentarios Finales	40
5. Anexo N° 1	43

Los Impactos Económicos del Proyecto Camisea en el Perú, 2005-2014

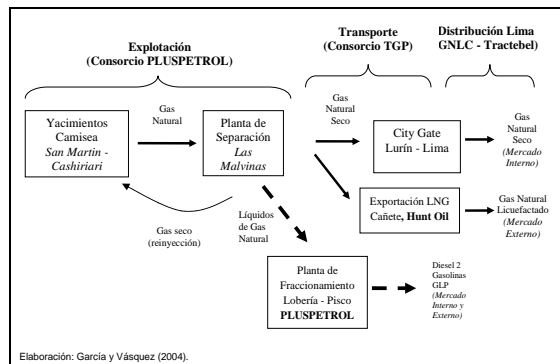
Alfredo Dammert, Raúl García y Arturo Vásquez

1. El Proyecto¹

El yacimiento de Camisea se encuentra en la Selva Sur del Perú en la Región Cusco. Si bien éste se denomina yacimiento de gas natural, de aquel se extrae tanto gas natural seco como hidrocarburos líquidos, los cuales son incluso de mayor importancia comercial. Estos productos se extraen de los yacimientos de San Martín y Cashiriari. El gas natural seco se separa de los líquidos en la Planta de Separación de Las Malvinas localizada a orillas del Río Urubamba. El gas natural seco se transporta por un ducto hasta el *City Gate* ubicado en Lurín, Lima, donde se conecta a una red de distribución para el consumo de usuarios residenciales, comerciales, industriales y centrales eléctricas. Los líquidos se conducen por otro ducto hasta la planta de fraccionamiento ubicada en la playa Lobería en Pisco donde se obtienen gasolina, GLP y diesel 2. Estos productos son almacenados para su venta al mercado interno a través de camiones cisterna o su exportación por buques a través de terminales marítimos. En el Gráfico N° 1.1 se presenta el esquema del proyecto Camisea.

¹. Para mayores detalles sobre los antecedentes de la industria del gas natural en el Perú, véase García, R. y A. Vásquez (2004). *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 1.1
Esquema del Proyecto de Camisea



2. Organización Industrial de las Actividades

La Industria del Gas Natural en el Perú involucra una serie de actividades relacionadas que se pueden resumir en cuatro fases: la exploración, la explotación, el transporte y la distribución del gas a los consumidores finales (centrales térmicas, usuarios residenciales, comerciales e industriales).

La característica más importante en esta industria es la prestación del suministro del gas mediante redes de abastecimiento (ductos), diseñadas para atender a una diversidad de usuarios, siendo estas redes exclusivas para el abastecimiento del combustible a través de conexiones domiciliarias a nivel residencial o mediante enlaces a la red principal de transporte o

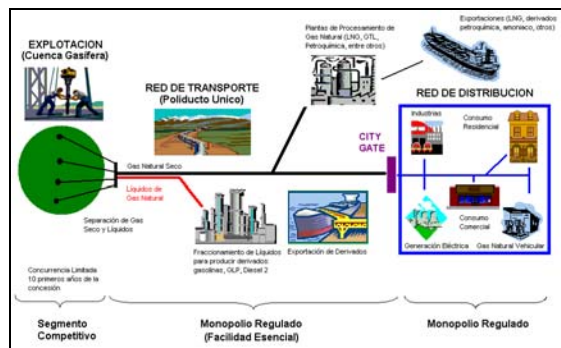
distribución para el abastecimiento de la industria. La cadena de abastecimiento del gas natural es “larga y firme” ya que establece lazos físicos estables desde la boca del pozo hasta el punto de abastecimiento del consumidor final a través de los ductos. En contraste, la cadena de distribución de los combustibles líquidos derivados del petróleo es una de tipo corta (no se establecen lazos físicos continuos entre los productos y compradores).

Similar al caso de la electricidad, el despacho del gas natural se hace casi en tiempo real debido a que su almacenamiento en reservorios artificiales es prohibitivamente costoso. Las únicas facilidades disponibles para el almacenamiento del gas natural en el Perú son los ductos de transporte y distribución dado que no existen reservorios naturales donde inyectar el gas no consumido. Para controlar la cantidad de gas natural en la red de abastecimiento, el operador de los pozos tiene la capacidad de reinyectar el gas para evitar una acumulación peligrosa del combustible en las redes. De acuerdo al Gráfico N° 2.1, la configuración de la red de abastecimiento del gas natural de Camisea es una de tipo simple con dos sectores bien diferenciados. El segmento *Upstream* comprende principalmente:

- La exploración y explotación de los yacimientos asociados al Lote 88 (Camisea) y 56 (Pagoreni), donde el gas es extraído y procesado para separar el metano y los condensados (propanos, butanos, pentanos, etc.) en una planta criogénica (Las Malvinas).
- El transporte en alta presión del gas se realiza a través de un poliducto, el cual transporta el metano a lo largo de 730 Km hasta llegar al *City Gate* en la localidad de Lurín, y los condensados a

través de un ducto de líquidos a lo largo de 560 Km hasta la playa Lobería en Pisco donde se localiza una planta de fraccionamiento de condensados, donde se obtiene GLP, Diesel 2 y gasolinas naturales.

Gráfico N° 2.1
Diseño del Mercado del Gas de Camisea



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

El segmento *downstream* comprende la distribución del gas natural en el área de concesión de Lima Metropolitana. El gas natural es transportado a lo largo de una red de distribución principal de 63 Km atravesando la ciudad de Lima de sur a norte. Dentro de esta área, la empresa distribuidora abastece de gas natural seco a las centrales eléctricas de Santa Rosa (EDEGEL) y Ventanilla (ETEVENSA), así como a cerca de 4,000 usuarios comerciales y residenciales, y más de 60 usuarios industriales.

En ambas fases se requieren importantes inversiones para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro y se asumen una serie de riesgos, tales como el fracaso en la exploración, peligros en el manejo de la seguridad, entre otros. Paralelamente, estas inversiones tienen la particularidad de ser irreversibles y específicas al giro del negocio, debido a que no es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada si es que las empresas operadoras abandonan el servicio. Tales inversiones se constituyen en costos hundidos irreversibles, los cuales provocan una asimetría esencial entre las empresas ya establecidas y aquellas que no lo están, dado que dichos costos actúan como si fueran barreras a la entrada, lo cual permite que las empresas dentro del mercado posean cierto grado de poder monopolístico y la capacidad de fijar precios elevados en ausencia de regulación tarifaria.

Otro rasgo característico de esta industria es la presencia de economías de escala asociadas a la construcción, producción y empleo de las redes de suministro. Debido a los altos costos fijos del sistema (en su mayoría activos específicos) y los reducidos costos marginales para conectar a consumidores adicionales, la existencia de economías de escala bajo estas condiciones resulta significativa respecto al tamaño de la demanda. Por esta razón, existen segmentos relevantes de monopolio natural dentro de la estructura industrial (principalmente en el transporte y en la distribución).

En países con una importante experiencia en la industria de gas natural como Estados Unidos, que cuentan con una red de provisión del servicio desarrollada, la intervención estatal mediante la fijación de tarifas se restringe sólo a los ductos de transporte y distribución, donde se presentan segmentos de monopolio natural, dejándose en libertad los precios en boca

de pozo. En general, se considera que la actividad de explotación es competitiva, mientras que en el caso de los ductos de transporte y distribución, la existencia de economías de escala todavía hace que sea necesario, en muchos casos, fijar precios. No obstante, en el caso de países donde el desarrollo de la industria se asocia a un solo yacimiento y depende de fuertes inversiones, como en el caso del Proyecto Camisea, la intervención estatal en el proceso es mayor, tanto en la promoción del proyecto como en la necesidad de regular las tarifas de las fases de la industria caracterizadas por la presencia de condiciones de monopolio natural (transporte y distribución de gas natural²). Asimismo, la intervención estatal debe orientarse a regular las condiciones de competencia entre los operadores de la industria y garantizar el acceso libre al suministro del gas natural, a fin de evitar el abuso de posición de dominio por parte de las empresas (que se puede manifestar a través de prácticas como la negativa a contratar, restricción en el acceso a las facilidades esenciales de suministro de gas natural, empaquetamiento y atadura de productos, entre otras).

3. Efectos Económicos del Proyecto Camisea

3.1. Producción de Gas Natural

La operación del Proyecto Camisea provocará en los próximos años un aumento importante en la producción de gas natural en el Perú, lo cual permitirá reducir la dependencia energética del país frente al petróleo, al

² En el caso peruano se optó por fijar precios máximos en boca de pozo y garantizar un flujo de ingresos estable a lo largo del tiempo a los inversionistas en el transporte y en la distribución.

hacer viable su sustitución, hará posible mejorar el perfil energético del país al inducir el cambio en la matriz energética, entre otros beneficios. A continuación, en el Cuadro N° 3.1, se presenta una estimación de los volúmenes y valores de los diversos productos para los años 2005, 2010 y 2014.

Cuadro N° 3.1
Producción y Valor Estimado de Camisea

Producto	2005		2010		2014	
	Volumen*	Valor (Millones US\$)	Volumen*	Valor (Millones US\$)	Volumen*	Valor (Millones US\$)
GN	89.50	88.07	1,012.40	945.66	1,136.80	1,055.01
Explotación	-	46.72	-	564.36	-	617.66
Transporte y Distribución	-	41.35	-	385.30	-	437.35
Total y Derivados	29.00	457.89	70.40	996.62	67.00	1,008.47
GLP	15.70	190.25	36.90	377.12	36.10	399.25
Diesel	3.40	73.72	7.40	140.72	6.90	139.27
Gasolina Natural	8.80	192.08	25.60	470.94	23.50	461.47
Otros	0.10	1.84	0.50	7.84	0.50	8.48
Valor Transporte de Líquidos	-	52.93	-	128.48	-	122.28
Total	-	598.89	-	2,074.76	-	2,185.76

*En MMPCD para el GN y en MBPD para los Derivados.

Fuente: MINEM, Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014 y GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005). Pliego Tarifario del Servicio de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao (marzo del 2005). Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Debe notarse que en el primer año la proporción de gas natural seco es menor debido al desarrollo incipiente de este mercado, lo cual provoca que el gas excedente que no se consume se reinyecte al yacimiento del gas natural. Para el año 2010 la producción de este combustible sube considerablemente, gracias al proyecto de exportación de gas natural licuefactado a los Estados Unidos, que se iniciaría el año 2009, y cuyo volumen ascendería a 650 MMPCD.

Se prevé que este producto será exportado y será utilizado en el mercado nacional principalmente para la generación de electricidad (30.5% en el

2010) y uso industrial (62.5% en el 2010), aunque en un inicio la demanda en el sector eléctrico tendrá una mayor importancia relativa. Los otros usos, residencial-comercial (2.2% en el 2010) y vehicular (4.7% en el 2010) tendrán una menor importancia pero serán beneficiosos para la economía. El valor de producción del gas natural en el 2010 sería para el mercado nacional del orden de US\$ 416 millones y para la exportación del orden de US\$ 534 millones.

3.2. Sector Eléctrico

El gas natural jugará un rol importante en la generación de electricidad en el Perú. Para ello se debe considerar que el parque de generación eléctrica en el año 2005 tiene una capacidad de 4410.9 MW, compuesto preponderantemente por centrales hidráulicas y aquellas que utilizan derivados del petróleo, aunque a la fecha ya existen tres centrales convertidas que usan el gas natural de Camisea (véase el Cuadro N° 3.2).

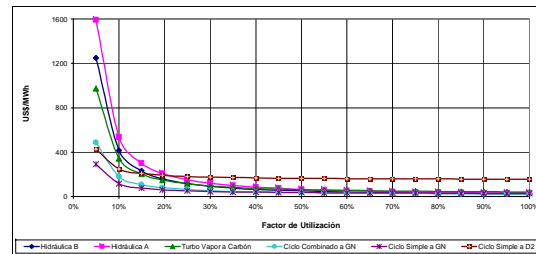
Cuadro N° 3.2
Parque Generador de Electricidad en el Perú - 2005

Generadoras	Capacidad (MW)
Generadoras Hidroeléctricas	2,685.7
Generadoras térmicas a Petróleo (Diesel, Residual y otros)	846.7
Generadoras Térmicas a Carbón	141.7
Generadoras Térmicas a Gas - Ciclo Simple	736.8
Camisea	429.7
Otros	307.1
Generadoras Térmicas a Gas - Ciclo Combinado	-
Total	4,410.9

Fuente: Informe OSINERG-GART/DGT N° 020-2005.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En este contexto, la entrada del gas natural a la actividad de generación eléctrica se puede analizar a través de una comparación de los costos medios de las diferentes tecnologías³. Se debe tener en cuenta que durante las horas punta se requieren generadoras que operen solamente por lapsos cortos (3-4 horas al día), por lo que deben tener un costo de inversión relativamente bajo aún cuando los costos de operación sean más elevados que las de otras generadoras. Es por eso que una parte del parque de generación eléctrica debe ser de generadores térmicos a petróleo o a gas de ciclo simple. En el Gráfico N° 3.1 se presenta una estimación de los costos medios de generación de electricidad para el caso peruano.

Gráfico N° 3.1
Costos Medios de Producción de Electricidad según Tecnología



Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

³. Los costos medios son los referentes más adecuados para realizar comparaciones entre tecnologías de generación, dado que disminuyen con el nivel de producción. Los costos de las centrales se definen como cargos en energía a través de la siguiente fórmula: $CME = CF/F_p + CVM$, donde CME es el costo medio, CF es el costo fijo de generación, F_p es el factor de planta y CVM es el costo variable medio. Véase Stoft, S. (2002). *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. IEEE – Wiley – Interscience.

En lo que respecta a los generadores de punta, el Gráfico N° 3.1 señala que las plantas térmicas a gas de ciclo simple son más económicas que las que utilizan petróleo diesel o residual, siendo claramente las tecnologías adecuadas en el futuro para estos períodos horarios.

Cuando se requiere una capacidad de generación que opere casi durante todo el día, son apropiadas las generadoras hidroeléctricas, a gas ciclo combinado o a carbón. Por ello, para los generadores que operan en la base (demanda estable a lo largo del año) se deberán desarrollar proyectos hidroeléctricos o de gas de ciclo combinado.

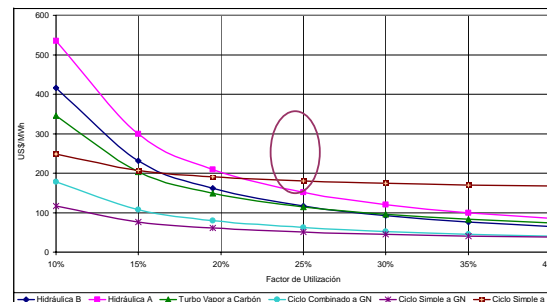
Esta última tecnología sería más atractiva en el momento actual, aunque dependerá del costo de inversión de las centrales hidroeléctricas así como del precio del gas natural. Los cuadros N° 3.3 y 3.4, así como los gráficos N° 3.2 y 3.3 muestran evidencia que sustenta estas afirmaciones para factores de planta de 25% y 75%.

Cuadro N° 3.3
Costos Medios de Generadores con Factor de Planta de 25% *

Costos Medios (US\$/MWh)	Hidráulica B	Hidráulica A	Turbo Vapor a Carbón	Ciclo Combinado a GN	Ciclo Simple a GN	Ciclo Simple a D2
Factor de Planta = 25%	116.63	151.59	114.35	61.94	50.49	179.90

* Las centrales hidráulicas tipo A tienen un costo de inversión incluyendo intereses de US\$ 2 millones por MW y las tipo B de US\$ 1.5 millones por MW.
Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 3.2
Costo Medio de Producción según Tecnología (FP = 25%)



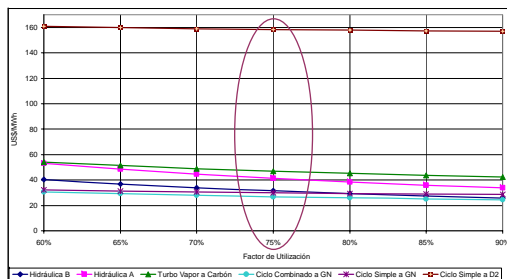
Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburo (mayo del 2005).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Cuadro N° 3.4
Costos Medios de Generadores con Factor de Planta de 75%

Costos Medios (US\$/MWh)	Hidráulica B	Hidráulica A	Turbo Vapor a Carbón	Ciclo Combinado a GN	Ciclo Simple a GN	Ciclo Simple a D2
Factor de Planta = 75%	31.43	41.26	46.93	26.83	29.96	158.37

Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° 3.3
Costo Medio de Producción según Tecnología (FP = 75%)



Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005). Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

De lo expuesto, se puede apreciar que la presencia masiva de gas natural en el Perú representa una importante contribución al futuro de la generación eléctrica. Por ello, se espera que en el futuro las generadoras para las horas punta sean en su mayoría de gas natural. En lo que respecta a las generadoras de base, sin excluir el mérito de las hidroeléctricas, las generadoras a gas de ciclo combinado tienen un potencial considerable para participar en el despacho de base. Las reservas actuales de gas natural del yacimiento de Camisea permitirían generar por 40 años el equivalente de la demanda de electricidad total del país a los niveles que presenta a la fecha. En base a los indicadores anteriores, los beneficios en el sector eléctrico se pueden resumir como sigue:

- Las generadoras de gas ciclo simple para horas punta representan un menor costo medio de aproximadamente 71.93% respecto a las centrales que funcionan en base a diesel 2.
- Las generadoras de gas ciclo combinado serán más económicas que las centrales hidráulicas de costos estándares, cercanos a los US\$ 1.5 millones por MW, representando un ahorro de 14.65% en el costo medio de las horas fuera de punta. Además tienen la ventaja de requerir menores dimensiones (módulos de 225 MW) para ser económicas y un menor tiempo de construcción.

En base a las ventajas mencionadas, se estima que la participación de la producción de electricidad en base al gas natural de Camisea en la producción agregada del SEIN se incrementará de un 9.5% en el 2005 a un 25% en el 2010 y a un 40% en el 2014 aproximadamente. La entrada del gas natural también permitirá reducir la exposición a la volatilidad de los precios de la energía que enfrentan los usuarios eléctricos ya que la utilización del gas natural en centrales de ciclo simple y combinado permitirá atenuar la volatilidad del precio en el mercado *spot* de electricidad y suavizar las abruptas fluctuaciones en períodos de sequía.

3.3. Sector Industrial

La dependencia que los consumidores industriales muestran hacia los derivados del petróleo disminuirá dado que el gas natural sustituirá al GLP, al diesel 2, al kerosene, a los combustibles residuales y a las gasolinas en el portafolio energético de la industria. Ello permitirá que los consumidores estén menos expuestos a la volatilidad del precio internacional del petróleo

provocando que las ganancias de bienestar social se incrementen a lo largo del tiempo, en un contexto donde se prevé que este insumo alcance los US\$ 100 por barril durante los próximos 4 años.

Debido a las ventajas de costos, de eficiencia energética y de reducción de emisiones, el gas natural en el Perú será utilizado masivamente para la generación de energía necesaria en los procesos industriales. Al iniciarse el proyecto de Camisea, 6 empresas industriales firmaron contratos “*take or pay*” por un volumen de consumo de 12.75 MMPCD tal como se muestra en el Cuadro N° 3.5. Debe destacarse que a Julio del 2006 ya se encuentran conectados a la red de distribución de gas natural de Lima y Callao 115 clientes industriales.

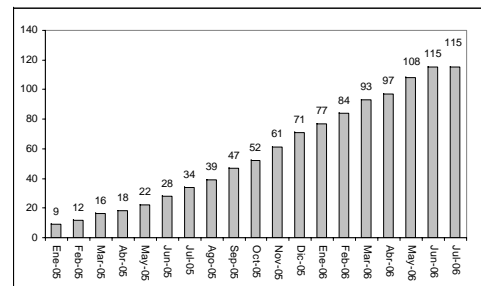
De acuerdo al Gráfico N° 3.4, el número de usuarios industriales ha ido creciendo a una tasa promedio mensual de 16% desde el año 2005. Se espera que esta tasa aumente en los próximos meses a medida que la red de ductos de distribución se vaya extendiendo en conglomerados industriales como los de Gambeta, la avenida Argentina, la carretera central y Lurín, así como se vaya extendiendo a zonas como Ate Vitarte y Comas dentro de la ciudad de Lima. A la fecha, la demanda contratada de gas natural del segmento industrial asciende a 29.9 MMPCD, proyectándose que para el año 2010 este volumen crezca a 242 MMPCD (según proyecciones de la GART - OSINERG y el MINEM).

Cuadro N° 3.5
Consumidores Iniciales de Gas en Lima:
Empresas que firmaron contrato *Take or Pay* con el productor

Empresa	Capacidad Diaria Contratada (MMPCD)
Alicorp S.A.	1.99
Sudamericana de Fibras S.A.	2.79
Cerámica Lima S.A.	3.53
Vidrios Industriales S.A.	2.05
Corporación Cerámica S.A.	1.09
Cerámicas San Lorenzo S.A.C	1.30
Total	12.75

Fuente: Contrato de Concesión de la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Gráfico N° 3.4
Evolución en el Número de Consumidores Industriales de Gas en Lima



Fuente: Unidad de Distribución de Gas Natural – GFGN.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

La demanda del sector industrial está constituida fundamentalmente por empresas de cerámicas y vidrieras, empresas textiles, empresas de producción de alimentos, molinos, y empresas de metal-mecánica que sustituirán combustibles como el GLP y el residual 6 por gas natural. Es importante señalar que existen empresas tales como Doe Run, EXSA Nitratos, Cementos Lima y Aceros Arequipa que poseen grandes proyectos de inversión, los cuales podrían generar una importante demanda de gas natural en el futuro. En los cuadros N° 3.6 y N° 3.7 se presenta el número de potenciales empresas que se beneficiarían del Gas de Camisea desde el 2005.

Cuadro N° 3.6
Número de Potenciales Clientes Industriales - 2005

Zona Industrial	Número de Clientes Potenciales	Fecha Estimada de Llegada
Argentina	73	Ene-05
Lurigancho	30	Jul-05
C. Central	58	Ago-05
Gambetta	22	Jul-05
Total	183	

Fuente: Plan de Expansión de Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao de Calidda. Octubre del 2004.

Cuadro N° 3.7
Número de Potenciales Clientes Industriales

Zona Industrial	Número de Clientes Potenciales
Ventanilla	10
Huachipa	9
Aeropuerto	16
Los Olivos - Comas	32
San Juan de Lurigancho (expansión)	nd

Fuente: Plan de Expansión de Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao de Calidda. Octubre del 2004.

El Cuadro N° 3.8 presenta los costos y ahorros de utilizar gas natural en el sector industrial versus otro tipo de combustibles, considerando sólo los costos variables de usar este tipo de combustibles. Como se puede apreciar, el gas es más económico que todos los demás combustibles, a excepción del carbón, cuyo costo es menor para la mediana industria. Sin embargo, el gas natural es el combustible dominante en el segmento de la gran industria. Es por esta razón que la conversión de grandes empresas pasaría por la negociación de condiciones especiales, como por ejemplo la realización de descuentos por volumen.

Cuadro N° 3.8
Precios Relativos de los Diferentes Combustibles por Tipo de Consumidor (US\$/MMBTU)

Tipo de Cliente	Gas Natural	Carbón	P. Industrial 6	Diesel N° 2	GLP	Electricidad
Usuario Mediana Industria	4,5		8,0	20,8	19,6	19,2
Usuario Gran Industria	4,2	4,5	8,0	20,8	19,6	19,8

Precio del GLP estimado. Los precios incluyen impuestos.
Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005).
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Con relación a las tasas de ahorro, el Cuadro N° 3.9 muestra que la mediana y gran industria que utilizan Diesel 2, GLP y Electricidad puede reducir dramáticamente sus costos variables al utilizar gas natural (ahorros de costos de energía de 79%, 77.5% y 78% respectivamente). Incluso aquellas industrias que utilizan petróleo residual 6 puede obtener ahorros de costos variables del orden del 45% aproximadamente.

Cuadro N° 3.9
Ahorros Porcentuales de Conversión a Gas Natural

Tipo de Cliente	Carbón	P. Industrial 6	Diesel N° 2	GLP	Electricidad
Usuario Mediana Industria		43%	78%	77%	76%
Usuario Gran Industria	7%	47%	80%	78%	79%

Precio del GLP estimado. Los precios incluyen impuestos.

Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005).

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

3.4. Uso Residencial y Comercial

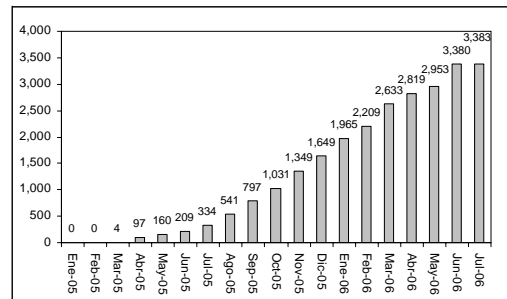
El gas natural constituye un servicio público domiciliario y comercial que llega a las viviendas, a los centros de comercio y a las industrias a través de una conexión permanente. Para el control del abastecimiento del servicio, se colocan gabinetes que contienen el sistema de regulación de presión, la válvula de control de acceso y el medidor del consumo⁴. Cabe resaltar que las instalaciones de gas natural requieren un mantenimiento mínimo pero constante, tienen bajos costos de operación y son de gran confiabilidad. A su vez, la existencia de una fuente continua de suministro de energía adicional a la electricidad y el GLP hará que las viviendas y establecimientos comerciales que tienen instalaciones de gas natural incrementen su valor.

Otra de las utilidades del gas natural es la que se refiere al servicio de calefacción, tanto para locales comerciales como residencias, con equipos

⁴. En mayor detalle, para suministrar el gas natural a las viviendas y locales comerciales, de manera similar al resto de servicios públicos abastecidos por redes, es necesario instalar una tubería de servicio que conecte la red de distribución ubicada en la calle o avenida a través de una caja registradora donde se reduce la presión y se verifica el consumo de los usuarios. Las tuberías de conexión están enterradas y equipadas con dispositivos de seguridad de fácil acceso para el control y supervisión de la calidad del servicio por parte de la empresa distribuidora.

de bajo costo, sin límites y que pueden adaptarse a diversas necesidades. La implementación de este sistema consiste en la instalación de un radiador en el ambiente que se desee, el cual genera calor sin consumir el aire interior ni alterar la estética del mismo. A estas ventajas se suma el hecho que aquellos equipos generan un mayor ahorro al entrar en funcionamiento sólo en el momento en que se necesita permitiendo contar con un suministro continuo. En marzo del 2005 se inició el suministro de gas natural para uso doméstico y a la fecha se tienen 3,383 hogares conectados efectivamente a la red de distribución de gas natural de Lima Metropolitana (véase el Gráfico N° 3.5). A la fecha, los ductos pasan frente a los domicilios de cerca de 20,000 consumidores residenciales potenciales que tienen la oportunidad de conectarse al gas natural.

Gráfico N° 3.5
Evolución en el Número de Consumidores Residenciales de Gas en Lima



Fuente: Unidad de Distribución de Gas Natural – GFGN.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

En relación a las proyecciones de la demanda para el segmento residencial en Lima y Callao, las cifras muestran que al inicio del período de análisis la demanda de gas natural experimentará tasas crecientes asociadas a la reciente introducción del gas así como a la internalización de parte de los consumidores de las bondades que presenta este combustible como elemento energético. La empresa CALIDDA (ex - GNLC) ha elaborado el “Plan de Desarrollo Comercial” en donde proyecta que para el 2009 habrá conectado a 92,117 hogares y establecimientos comerciales a la red de gas natural de Lima y Callao, por lo que se espera que el crecimiento de la demanda tienda a estabilizarse a partir de 2011 alrededor de una tasa de 8.35% promedio anual (ver Cuadro N° 3.10).

Cuadro N° 3.10

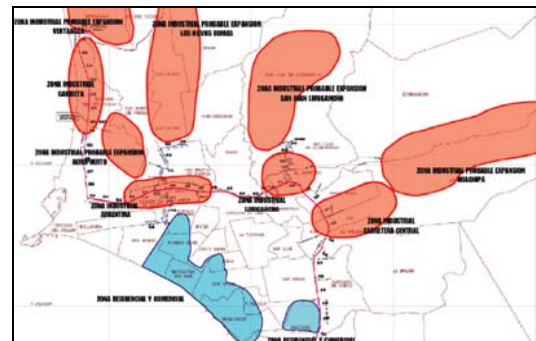
Clientes potenciales a nivel Residencial y Comercial a nivel de Lima y Callao

Distrito al que pertenece la Zona	Número de Clientes Potenciales
Cercado de Lima	9,666
Pueblo Libre	2,211
Surco	8,825
San Miguel - Magdalena	24,243
Miraflores - San Isidro	39,873
Lince - La Victoria	7,299
Total	92,117

Fuente: Plan de Expansión de Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao de Calidda. Octubre del 2004.

Asimismo, se espera que para el 2023 la demanda residencial de gas natural sea de 66 millones de metros cúbicos (cerca de 1.41% de la producción total proyectada para ese período) (García y Vásquez; 2004). En el Gráfico N° 3.6 puede observarse el mapa que refleja el desarrollo proyectado de la red de gas natural de Lima y Callao para el 2009.

Gráfico N° 3.6
Desarrollo Proyectado de la Red de Gas Natural de Lima y Callao 2009



Fuente: Calidda S.A.

En resumen, los mayores beneficios para los consumidores finales⁵ provienen del bajo costo por consumo mensual de este servicio, lo cual permite que se pueda generar un ahorro sustancial en comparación con el uso de otros combustibles. Cocinar alimentos con gas natural es la alternativa más ventajosa respecto a otros combustibles tales como el kerosene, el GLP, la leña y el carbón, así como también la energía eléctrica.

En los cuadros N° 3.11 y 3.12 se muestran los costos y ahorros de utilizar gas natural en los sectores residencial y comercial versus otro tipo de combustibles. En relación al consumo mensual de energía de una vivienda,

⁵. Tanto en los establecimientos comerciales como en los hogares, el gas natural podrá utilizarse para cocinar, obtener agua caliente, secar y en la calefacción de ambientes.

el gas es más barato que la electricidad, el GLP y el kerosene. Además de estas ventajas, consumir gas natural es más conveniente para los hogares o establecimientos comerciales dado que su provisión mediante tuberías brinda mayores facilidades para su acceso una vez instalada la conexión de abastecimiento. Por otro lado, su despacho es permanente, produce menores emisiones contaminantes y se paga después de consumirlo. En el caso de los locales comerciales, el gas natural resulta aún más competitivo.

Cuadro N° 3.11
Precios Relativos de los Diferentes Combustibles
por Tipo de Consumidor (US\$/MMBTU)

Tipo de Cliente	Gas Natural	Kerosene	Diesel N° 2	GLP	Electricidad
Usuario Residencial	8.8	22.7		25.3	41.5
Usuario Comercial Menor	6.3	20.5	21.8	22.8	36.2

Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Mayo 2005.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Cuadro N° 3.12
Ahorros Porcentuales de Conversión a Gas Natural

Tipo de Cliente	Kerosene	Diesel N° 2	GLP	Electricidad
Usuario Residencial	61%		65%	79%
Usuario Comercial Menor	69%	71%	72%	83%

Fuente: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos Mayo 2005.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

A continuación, a modo de ejemplo, se muestra el ahorro que obtendría un usuario residencial promedio al reemplazar el consumo de GLP por gas natural. Se asume un escenario donde un hogar consume 2 balones de GLP al mes, lo cual equivale aproximadamente a utilizar 27 m³ de gas natural. Los precios utilizados para obtener el costo anual en combustibles son los presentados en el Cuadro N° 3.11. Asimismo, se estima que la inversión

para utilizar gas natural dentro de un hogar asciende US\$ 417. Para la evaluación económica, se considera que el 30% de la inversión está asociado al consumo del gas natural en cocinas, mientras que el resto está asociado al consumo de gas natural en termas. A continuación, se obtiene el costo total en el que incurriría un usuario en un lapso de 10 años, utilizando una tasa de descuento de 12%. Este resultado se presenta en el Cuadro N° 3.13, en el cual podemos apreciar que el ahorro del usuario al utilizar gas natural sería de 31.68%.

Cuadro N° 3.13
Ahorro del usuario residencial al utilizar gas natural

Combustible	Sin Conversión		Conversión				Ahorro
	Costo Anual sin Conversión (US\$)	Costo Total (US\$)	Inversión (US\$)	Costo Anual (US\$)	Costo Total Variable (US\$)	Costo Total (US\$)	
GLP	285.50	1,613.15	124.95	172.95	977.19	1,102.14	-31.68%

Fuente: GART - OSINERG.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

A pesar de este resultado, debe destacarse que la decisión final de optar por una alternativa u otra depende de las características sociodemográficas de los hogares, su patrón de consumo energético y su nivel de ingresos y gastos familiares. En el anexo de este documento se presenta un análisis comparativo detallado sobre los costos que puede asumir un hogar al utilizar diferentes alternativas tecnológicas para satisfacer sus necesidades de calefacción y cocina.

3.5. Uso Vehicular

Existe un importante consumo potencial de gas natural en el sector transporte en mercados en desarrollo como el peruano, principalmente bajo

la modalidad de GNV (gas natural vehicular). Las estadísticas dan soporte a esta información dado que en el año 2003 el número de vehículos que utilizan gas natural a nivel mundial superó los 3 millones de unidades, la red de centros de carga de GNV tiene más de 4,000 estaciones de servicio, y la demanda de GNV ha crecido a una tasa promedio anual de 4% en los principales mercados.

El uso del GNV puede contribuir a aliviar problemas como la delincuencia, la contaminación y el desorden en el transporte público que afectan la administración de ciudades como Lima y las capitales departamentales debido a que pueden crearse empresas formales que utilicen buses a gas natural. En el caso de la contaminación, el uso de GNV reduce la emisión de gases contaminantes de efecto invernadero en 60%.

La promoción del uso del GNV requiere de un trabajo conjunto entre los diferentes entes del sector. En particular, se ha elaborado la normatividad adecuada en el caso de estaciones duales, es decir aquellas en las que se pueden despachar al mismo tiempo gas natural vehicular e hidrocarburos líquidos, principalmente, gasolina y diesel, ya sea en el mismo establecimiento o en establecimientos adyacentes.

Por otro lado, se han elaborado los respectivos reglamentos para permitir la venta de gas vehicular y la conversión de los vehículos. Se ha iniciado también la construcción de los primeros gasocentros en Lima. En colaboración con COFIDE se ha elaborado un atractivo programa de financiamiento para facilitar las conversiones vehiculares utilizando tecnología avanzada (chips electrónicos).

Para ilustrar el impacto potencial del Proyecto Camisea en el sector transporte y los beneficios que a éste le puede brindar, se muestra a continuación los ahorros que puede obtener un taxista al realizar la conversión de su vehículo para que utilice GNV. Con este propósito, se plantean tres casos: la conversión de un taxi que emplea diesel 2, la de uno que emplea gasolina de 90 octanos y la de uno que emplea GLP. Se considera que estos vehículos recorren al año 93,600 km y que el rendimiento en km/galón es de 50, 45 y 45 respectivamente. Bajo este escenario, se estima el consumo de energía y el costo anual del combustible, siendo éste el valor actual de los costos anuales para un período de 6 años a una tasa de 12% TEA (véase el Cuadro N° 3.14).

Cuadro N° 3.14
Costos de diversos combustibles en el Uso Vehicular

Tipo de Vehículo	Rendimiento (Km/Gal)	Recorrido (Km/año)	Consumo de Energía (10 ⁶ BTU/año)	Costo Combustible (US\$/10 ⁶ BTU)	Pago (US\$/Año)	Costo Total sin Conversión (VAN 6 años) US\$
Taxi a Diesel	50	93,600	260.4	22.9	5956.4	24,489.0
Taxi a Gasolina	45	93,600	258.2	29.2	7563.6	31,097.2
Taxi a GLP	45	93,600	213.2	20.7	4412.1	18,140.0

Fuentes: Daewoo Motors, Ford, GART-OSINERG. Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005). Espinoza L. (2000). Camisea: Impacto en el Sector Energético. PETROPERÚ. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Luego, se obtiene el costo variable anual de utilizar GNV y el costo variable total (valor actual del costo del combustible por un período de 6 años). Además, se estima el costo fijo del uso del GNV, es decir la inversión en la que se debe incurrir para realizar la conversión del vehículo. Con estos dos componentes, es posible calcular el costo que asume un taxista por utilizar el GNV y el ahorro que significa esta alternativa respecto a combustibles sustitutos. Los resultados de este cálculo se muestran en el Cuadro N° 3.15.

Cuadro N° 3.15
Ahorro por conversión de autos a Gas Natural

Tipo de Vehículo	Precio GNV (US\$/10 ⁶ BTU)	Pago (US\$/Año)	Costo Combustible Variable GNV (US\$)	Inversión en Conversión	Costo Total GNV (US\$)	Ahorro Neto con GNV frente a otros combustibles
Taxi a Diesel	8.12	2,115.2	8,696.6	4,000.0	12,697	48%
Taxi a Gasolina	8.12	2,108.0	8,658.6	1,000.0	9,659	69%
Taxi a GLP	8.12	1,731.7	7,119.8	1,100.0	8,220	55%

Fuentes: GART-OSINERG, Informe de Operación del Sector Hidrocarburos (mayo del 2005). Espinoza L. (2000). *Camisea: Impacto en el Sector Energético*. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Como se puede apreciar en el cuadro anterior, en los tres casos se observan ahorros considerables al utilizar el GNV. Asimismo, el ahorro de convertirse a GNV para un taxi a gasolina es el mayor en relación al resto de casos (69%), seguido del ahorro que significa la conversión de un taxi que utiliza GLP (55%), y la conversión de un taxi que utiliza diesel 2 (48%).

3.6. Producción de Líquidos de Gas Natural (LGN)

La cantidad de hidrocarburos líquidos extraídos de Camisea es de una magnitud significativa, lo cual ha permitido atenuar de manera considerable el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos en el Perú. Entre los principales compuestos tenemos el etano, butano, propano y la gasolina natural, los cuales son procesados en la Planta de Fraccionamiento de Pluspetrol localizada en Pisco. En esta planta los líquidos de gas natural son procesados y separados en hidrocarburos de alto valor comercial como la gasolina, el diesel 2 y el GLP. La producción total de líquidos de gas natural para el 2005 se estima en 29 MBPD, mientras que para el año 2008, con el inicio del proyecto de exportación de gas natural licuefactado, la producción se estima sea del orden de los 38 MBPD (véase el Cuadro N° 3.16).

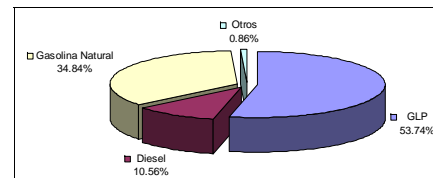
Cuadro N° 3.16
Proyección de Producción de Líquidos de Gas Natural de Camisea (MBPD)

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
GLP	16.70	17.00	16.10	20.90	38.00	36.90	36.20	35.50	35.80	36.10
Diesel	3.40	3.20	3.00	4.00	7.60	7.40	7.20	7.10	6.90	6.90
Gasolina Natural	8.80	8.90	7.90	12.20	26.50	25.60	24.90	24.20	23.60	23.50
Otros	0.10	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50	0.50
Total	29.00	29.60	27.50	37.60	72.60	70.40	68.80	67.70	66.80	67.00

Fuente: MINEM. Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Como puede observarse en el Gráfico N° 3.7, la producción del GLP es la de mayor importancia entre los derivados de los líquidos de Camisea, ya que se estima que para el año 2005 representará el 54.1% del total de la producción medida en MBPD, mientras que el diesel representará el 11.7%, la gasolina natural el 33.8%, y otros derivados sólo 0.4%. Esta proporción se mantiene casi estable a lo largo del período 2005-2014.

Gráfico N° 3.7
Participación en la Producción de Líquidos de Camisea: Promedio 2005-2014



Fuente: MINEM. Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014.
Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Debe destacarse que con el fraccionamiento de los líquidos de Camisea, el déficit de la producción de GLP se ha eliminado, por lo cual la demanda

nacional será abastecida con la producción doméstica. El país dejará de ser dependiente de las importaciones de este producto lo cual es una garantía para la seguridad en el abastecimiento energético de derivados livianos del petróleo. Asimismo, se espera que los precios de este producto se reduzcan en la medida que se implementen modificaciones en la organización de la distribución y comercialización del GLP envasado y a granel a nivel nacional (en lo que concierne al sistema de intercambio de balones y a los mecanismos de reposición de los mismo), así como en la supervisión de la competencia en el segmento de refinación por parte del Estado.

Por otro lado, la producción de diesel 2 ha permitido una reducción del déficit en balanza comercial de este producto del cual el país es altamente dependiente, dada la limitada capacidad de producción de las refinerías de petróleo para producirlo. Con la puesta en marcha del proyecto de exportación de gas natural, será posible atenuar en mayor medida la dependencia del diesel 2 debido al aumento de la producción de este combustible por el fraccionamiento de mayores cantidades de líquidos. Ello, además, permitirá reducir los niveles de emisión de azufre y material particulado al medio ambiente dado que el diesel 2 obtenido de esta fuente es limpio de estos contaminantes.

Respecto a la gasolina natural y las naftas obtenidas del fraccionamiento en Pisco, es posible que estos productos puedan utilizarse como insumos en la industria petroquímica. A la fecha estos productos son exportados al exterior debido a que la demanda doméstica ya se halla plenamente abastecida por las refinerías domésticas y por restricciones en la capacidad de almacenamiento.

3.6. Impacto en la Balanza Comercial

Como se ha mencionado anteriormente, la producción de líquidos de gas natural provenientes del yacimiento de Camisea ha permitido reducir el déficit en la balanza comercial de hidrocarburos de más de US\$ 1,000 millones en el 2004 a unos US\$ 700 millones aproximadamente en el año 2005 (véase el Cuadro N° 3.17). Se espera que la producción de gas (inicialmente proyectada en un máximo de 450 MMPCD en los primeros 12 años de operación comercial) se incremente a 1,050 MMPCD con el proyecto de exportación al término de los primeros 15 años de su entrada en operación, lo cual determinará que el Perú pase a ser un exportador neto de gas natural licuefactado e incluso de líquidos. Así, la balanza comercial de hidrocarburos pasaría a ser superavitaria a partir del año 2009, tal como se aprecia en el Cuadro N° 3.18.

En el Gráfico N° 3.8 se ilustran los diferentes impactos sobre la balanza comercial que ha generado y provocará la entrada del proyecto Camisea. Antes de la puesta en marcha del proyecto, se apreciaba una tendencia al alza del déficit en la balanza comercial de hidrocarburos. La operación del proyecto base permite que las exportaciones de hidrocarburos se recuperen evitando el deterioro futuro de la balanza. Sin embargo, se espera que la exportación de gas natural licuefactado elimine el déficit comercial haciendo que la balanza sea superavitaria.

Cuadro N° 3.17
Balanza Comercial Proyectada al 2014 (Millones de US\$)

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Petróleo Crudo	-1,029.88	-1,115.03	-1,438.24	-1,438.74	-1,438.11	-1,395.95	-1,382.33	-1,324.83	-1,256.28	-1,180.94
X	16.20	15.30	14.30	12.00	10.00	8.00	6.00	4.00	2.00	0.00
M	-77.20	-89.10	-111.40	-114.30	-106.80	-104.30	-101.80	-94.40	-86.90	-79.30
Diesel	-25.10	-29.40	-35.70	-36.80	-35.70	-33.30	-31.70	-28.00	-26.30	-24.30
Gasolina	16.70	16.60	22.60	23.10	23.40	23.60	23.00	22.00	21.60	21.70
Gasolina Natural	13.80	12.90	11.90	11.20	10.50	9.80	9.20	8.60	8.10	7.60
GLP	3.00	5.40	7.20	7.70	8.10	8.60	9.20	9.60	10.00	10.50
Turbo	1.00	3.60	6.20	6.00	5.80	5.70	5.50	5.30	5.10	4.90
Otros	11.40	11.80	12.30	12.10	11.90	11.70	11.50	11.30	11.00	10.80
Balanza Comercial sin LNG	-33.80	-36.20	-41.60	-38.30	-35.30	-34.20	-33.50	-32.50	-31.30	-30.50
Proyecto de exportación LNG						104.20	104.20	94.20	84.20	74.20
Balanza Comercial con LNG	-33.80	-36.20	-41.60	-38.30	-35.30	-34.20	-33.50	-32.50	-31.30	-30.50
Balanza Comercial sin LNG	-794.84	-720.74	-768.98	-734.18	-723.75	-713.64	-703.64	-683.78	-653.98	-624.10
Proyecto de exportación LNG	0.00	0.00	0.00	0.00	533.98	533.98	533.98	533.98	533.98	533.98
Balanza Comercial con LNG	-794.84	-720.74	-768.98	-734.18	-278.37	223.75	153.64	150.19	153.40	162.00

Fuente: MINEM. Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

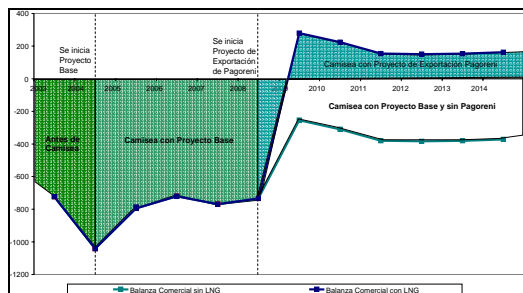
Cuadro N° 3.18
Balanza Comercial Proyectada al 2014 (MBPD)

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Petróleo Crudo	-61.00	-73.90	-97.10	-102.30	-98.90	-96.30	-95.80	-90.40	-84.90	-79.30
X	16.20	15.30	14.30	12.00	10.00	8.00	6.00	4.00	2.00	0.00
M	-77.20	-89.10	-111.40	-114.30	-106.80	-104.30	-101.80	-94.40	-86.90	-79.30
Diesel	-25.10	-29.40	-35.70	-36.80	-35.70	-33.30	-31.70	-28.00	-26.30	-24.30
Gasolina	16.70	16.60	22.60	23.10	23.40	23.60	23.00	22.00	21.60	21.70
Gasolina Natural	13.80	12.90	11.90	11.20	10.50	9.80	9.20	8.60	8.10	7.60
GLP	3.00	5.40	7.20	7.70	8.10	8.60	9.20	9.60	10.00	10.50
Turbo	1.00	3.60	6.20	6.00	5.80	5.70	5.50	5.30	5.10	4.90
Otros	11.40	11.80	12.30	12.10	11.90	11.70	11.50	11.30	11.00	10.80
Balanza Comercial sin LNG	-33.80	-36.20	-41.60	-38.30	-35.30	-34.20	-33.50	-32.50	-31.30	-30.50
Proyecto de exportación LNG						104.20	104.20	94.20	84.20	74.20
Balanza Comercial con LNG	-33.80	-36.20	-41.60	-38.30	-35.30	-34.20	-33.50	-32.50	-31.30	-30.50

Fuente: MINEM. Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014.

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

Gráfico N° 3.8
Evolución de la Balanza Comercial de Hidrocarburos: 2005-2014



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

3.8. Impacto sobre el Gobierno Central y las Regiones

El Proyecto Camisea tendrá un efecto positivo en cuanto a recaudación fiscal para el gobierno, entre los cuales destacan las Regalías y los ingresos por Impuesto a la Renta. El monto de la Regalía será igual a la suma de las regalías determinadas para cada uno de los hidrocarburos fiscalizados. El porcentaje de regalía base es de 37,24%, el cual se aplica sobre el valor de la producción fiscalizada del gas natural y sobre el valor de la producción fiscalizada de líquidos de gas natural⁶.

⁶. De acuerdo al Contrato de Licencia del Lote 88, el valor del gas natural fiscalizado es el resultado de multiplicar el volumen de gas natural medido en millones de BTU por el precio. Para el caso de los líquidos del gas natural, el valor fiscalizado es el resultado de multiplicar el volumen de líquidos del gas natural por el precio de los líquidos del gas natural menos US\$ 6.40 por barril.

El impuesto a la renta proviene de cada actividad: explotación, transporte y distribución⁷. El canon para la región Cusco es el 50% de las regalías y el 50% del impuesto a la renta. El monto restante de las regalías se reparte para un fondo de las regiones (25%) y para el gobierno central (75%). La Ley del FOCAM establece que a partir del primero de Enero del 2005 las municipalidades de los departamentos de Ayacucho, Huancavelica e Ica, así como las provincias del departamento de Lima (exceptuando a Lima Metropolitana y las universidades públicas de dichas jurisdicciones, se benefician con el 25 % de los ingresos por regalías que antes recibía el Gobierno Central.

Como se puede apreciar en el Cuadro N° 3.19, en el año 2006 el monto de las regalías sería del orden de los US\$ 164.79 millones y el impuesto a la renta sería de US\$ 151.51, dando un monto total de ingresos para el gobierno de US\$ 316.3 millones de los cuales US\$ 158.15 millones serán destinados a la región Cusco, US\$ 20.6 millones irán al fondo de las regiones (FOCAM) y el monto restante al gobierno central. Asimismo, en el Cuadro N° 3.19 se puede apreciar un incremento de los ingresos del gobierno en el 2009, gracias al inicio del proyecto de exportación de gas natural licuefactado.

En el Cuadro N° 3.20 se puede observar el impacto que genera Camisea a través del Canon sobre el presupuesto del gobierno regional de Cusco. Éste significaría en el 2006 un incremento del 97.03% de su presupuesto, y en el 2009, con el inicio del proyecto de exportación de gas natural licuefactado, un incremento del 233%.

⁷. En el caso del Transporte y la Distribución se debe considerar la Demanda Garantizada y el monto de la Garantía para el cálculo del IR.

Cuadro N° 3.19
Ingresos del Gobierno Proyectados al 2014 (Millones de US\$)

Con Proyecto LNG	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Regalía	176.62	164.79	163.39	220.35	524.65	543.53	547.06	552.86	559.34	570.85
Imp. a la Renta	157.27	151.51	151.23	203.10	486.55	522.53	528.19	536.20	544.77	557.99
Canon	167.94	158.15	157.31	211.72	505.10	533.38	537.63	544.54	552.05	564.42
Fondo Regiones	22.33	20.60	20.42	27.54	65.58	67.99	68.38	69.11	69.92	71.36
Otros Gobierno Central	85.89	61.80	61.27	82.63	196.79	203.98	205.15	207.33	209.75	214.07
Total	335.28	316.30	314.62	423.44	1,010.21	1,066.76	1,075.23	1,089.08	1,104.11	1,128.63

Fuente: COPRI (2000). Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. MINEM, Plan Referencial de Hidrocarburos 2005 – 2014. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Cuadro N° 3.20
Impacto sobre el Presupuesto del Gobierno Regional del Cuzco

Presupuesto Regional del Cuzco (Millones de dólares)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Presupuesto sin Proyecto Camisea	148.17	162.99	179.29	197.22	216.94	238.63	262.49	288.74	317.62	346.38
Presupuesto con Proyecto Camisea	316.11	321.14	336.60	409.94	722.04	772.01	800.12	833.28	869.67	913.80
Impacto en el Presupuesto	113.34%	97.03%	87.74%	107.96%	232.83%	223.52%	204.81%	188.59%	173.81%	161.95%

Fuente: COPRI (2000). Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. MINEM, Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. DNPP-MEF. Presupuesto Gobiernos Regionales 2003. Gobierno Regional del Cuzco, Plan de Desarrollo de Corto Plazo 2004. Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

39

De acuerdo a la normatividad vigente, los recursos provenientes de las regalías deben asignarse a obras de infraestructura pública y proyectos de investigación científica, así como al fortalecimiento de las universidades regionales (véase el Cuadro N° 3.21). En un contexto de mayores ingresos fiscales en las regiones, es relevante que las autoridades competentes planteen un plan estratégico para la ejecución de proyectos de inversión que contribuyan al crecimiento regional y a la mejora de las condiciones de vida de las poblaciones de las regiones beneficiarias.

Cuadro N° 3.21
Asignación de los recursos provenientes de las regalías

Destino de las regalías por uso	%
Universidades Públicas e Inversión en Investigación	20
Obras de Infraestructura	80

Fuente: Modificatoria de la Ley de Canon, Ley N° 28077.

4. Comentarios Finales

En base a lo discutido en la sección anterior, puede sostenerse que la provisión del gas natural en el Perú tendrá una serie de efectos a nivel sectorial y global destacando los siguientes aspectos:

- Garantizará la seguridad en el abastecimiento energético en condiciones de diversificación de las fuentes de suministro de energía.
- Permitirá la reducción de los precios básicos de los combustibles y la electricidad en el mediano plazo.

- Permitirá contar con un combustible menos contaminante para generar electricidad y en los diferentes procesos industriales.
- En los segmentos residencial y vehicular el uso del gas natural también permitirá importantes ahorros, además de beneficios medio ambientales, aunque su penetración será un poco más lenta debido a la necesidad de implementar una serie de normatividades para promover la cultura del gas natural.
- A nivel macroeconómico, el desarrollo conjunto del proyecto de Camisea permitirá una mejora en la balanza comercial de hidrocarburos, reduciéndose la dependencia energética nacional de combustibles importados y la vulnerabilidad a la volatilidad de los precios internacionales, en la medida que los precios del gas natural no están totalmente vinculados a este mercado.
- El desarrollo del proyecto, incluyendo su etapa posterior con el proyecto de LNG, dinamizará la economía convirtiéndose en una importante fuente de divisas y fuente de recursos estatales, en particular para los gobiernos regionales. En la medida que estos recursos se utilicen en obras de infraestructura, educación y salud, su impacto será determinante en el desarrollo regional y contribuirá al proceso de descentralización en ciernes.

En síntesis, el proyecto de Camisea generará una serie de cambios en los patrones de consumo de la población, los cuales permitirán el cambio hacia una matriz energética más diversificada y sostenible. Se estima que la participación del gas natural como fuente energética se incrementará de 5%

al 25% en los próximos 10 años, mientras que la participación del petróleo se reducirá de 58% a 40% en términos agregados. Adicionalmente, Camisea tendrá un impacto macroeconómico y regional de primera magnitud a lo largo de los primeros años de vida del proyecto.

Para finalizar debe mencionarse que escapan a los objetivos del documento realizar el análisis de los impactos microeconómicos del Proyecto Camisea sobre las condiciones de vida y el nivel de pobreza de las poblaciones adyacentes a las áreas de influencia del mismo, así como los problemas de competencia que pueden surgir en la industria de gas natural en el Perú durante la operación del proyecto quedan pendientes en la agenda de investigación y serán analizados en otro documento.

5. Anexo N° 1: Comparación de Costos de Diferentes Alternativas Tecnológicas para Uso Doméstico

Introducción

La comparación de los costos de electrodomésticos que utilizan gas natural con otras alternativas tecnológicas es de vital importancia para el análisis de la evolución de la demanda residencial de gas natural. En un país como el Perú, donde los cambios climáticos no son tan acentuados como en otros países, el uso de gas natural a nivel doméstico estaría asociado principalmente a dos tipos de actividades: i) para cocinar los alimentos (que en este caso se aproxima mediante la comparación de los costos de hervir cinco litros de agua) y ii) para calentar 60 litros de agua para el baño.

Metodología de Cálculo

El análisis de la conversión a gas natural en cualquier actividad debe considerar tanto los costos variables del consumo de gas natural como la amortización de los costos fijos asociados a la conversión, los cuales incluyen el costo de las cocinas o termas a gas natural y parte de los costos de las instalaciones internas. Este último costo se ha estimado en US\$ 450 financiado a diez años, y se le ha asignado los usos de hervir agua y calentarla, en proporción al costo variable de cada actividad.

En el caso de las tecnologías alternativas se han considerado los costos de mercado y en el caso del uso de electricidad en horas fuera de punta se ha considerado adicionalmente la compra de un medidor especial valorizado en US\$ 30 para que se haga efectivo el ahorro con la nueva opción tarifaria

(implementada recientemente) que impone tarifas diferentes para el consumo en hora punta y fuera de punta.

Cálculo de los Costos Variables

En base a los estándares de rendimiento estimados en el Informe Técnico N° 99036-09 preparado por el Centro de Servicios y Transferencia Tecnológica de la PUCP, y a las tarifas vigentes para cada tipo de tecnología se ha calculado el costo variable total de hervir 5 litros de agua para cada tecnología. Adicionalmente, para la cocina de inducción⁸ (no contemplada en el estudio) se ha utilizado la información de las pruebas realizadas por la Gerencia de Fiscalización Eléctrica.

Los resultados muestran que en el caso del uso de cocinas para hervir 5 litros de agua, las cocinas a gas natural poseen los menores costos variables, seguidas de las cocinas eléctricas y las cocinas por inducción (utilizadas ambas en períodos fuera de punta) como se puede observar en el Cuadro N° A1.

En el caso del uso de duchas y termas para calentar 60 litros de agua, se aprecia que las ventajas en costos variables del gas natural son aún mayores como se aprecia en el Cuadro N° A2.

⁸. Se denominan aparatos de cocción por inducción a los aparatos electrodomésticos para cocinar que utilizan la inducción magnética como medio de generar calor en un recipiente de material metálico, normalmente ferromagnético. Fuente: http://www.aragoninvestiga.org/investigacion/temas_todo.asp?id_tema=43&intPagActual=1&categoria=Tecnolog%C3%ADa&id_categoria=292

Cuadro N° A1
Costos Variables de Hervir 5 Litros de Agua

Artefacto	Unidades (precio)	Precio	Energía necesaria (MJ)	Eficiencia	Energía Necesaria en MJ	1TJ = xUnid	TMJ = xUnid	Energía (Unid)	Costo (US\$)	Costo (cv. US\$)
Cocina Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	106,5	178	70%	254	278,0	0,00028	0,00071	0,075	7,53
Cocina Eléctrica 2 hornos (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	106,5	178	70%	254	278,0	0,00028	0,00071	0,075	7,53
Cocina Eléctrica 2 hornos (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	106,5	178	95%	187	278,0	0,00028	0,00052	0,045	4,55
Cocina Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/MWh	41,8	178	70%	254	278,0	0,00028	0,00071	0,030	2,95
Cocina Eléctrica 2 hornos (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/MWh	41,8	178	70%	254	278,0	0,00028	0,00071	0,030	2,95
Cocina de Inducción (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/Kg	0,9	178	95%	187	278,0	0,00028	0,00052	0,022	2,18
Cocina a Gas Natural	US\$/MIBTU	8,0	178	85%	214	22,571,3	0,02257	0,08181	0,086	5,62
						851,3	0,00285	0,03231	0,021	2,08

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Cuadro N° A2
Costos Variables de Calentar 60 litros de Agua

Artefacto	Unidades (precio)	Precio	Energía necesaria (MJ)	Eficiencia	Energía Necesaria en MJ	1TJ = xUnid	TMJ = xUnid	Energía (Unid)	Costo (US\$)	Costo (cv. US\$)
Termo Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	107,9	11,3	90%	12,56	278,0	0,00028	0,00487	0,4843	48,43
Termo Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	107,9	11,3	90%	12,56	278,0	0,00028	0,00490	0,3767	37,67
Termo Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	US\$/MWh	107,9	11,3	70%	18,14	278,0	0,00028	0,00487	0,2005	20,05
Termo Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/MWh	44,7	11,3	90%	12,56	278,0	0,00028	0,00487	0,2005	20,05
Termo Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/MWh	44,7	11,3	90%	12,56	278,0	0,00028	0,00490	0,1559	15,59
Termo Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	US\$/Kg	0,9	11,3	95%	11,89	278,0	0,00028	0,00306	0,1477	14,77
Termo a Gas Natural	US\$/MIBTU	8,0	11,3	85%	13,29	22,571,3	0,02257	0,00066	0,2728	27,28
						851,3	0,00085	0,02649	0,1072	10,72

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Cálculo de Costos Fijos

Los costos fijos se han mensualizado con una tasa de financiamiento de 12% anual y un período de depreciación de 10 años para las termas (excepto para el caso de la ducha eléctrica, para la cual se ha utilizado un período de depreciación de 2 años) y 15 años para las cocinas (con excepción de la cocina eléctrica de dos hornillas, la cual se deprecia cada 5 años). Adicionalmente, en el caso de las cocinas y termas a gas natural se han prorrateado de forma similar los costos de las instalaciones internas, en proporción a la magnitud de los costos variables de estas dos actividades (ver Cuadros N° A3 y N° A4).

Comparación de Costos Totales Mensuales

Para considerar en conjunto los costos fijos y los costos variables de las diferentes tecnologías, se ha construido una curva de costos totales mensuales por tipo de tecnología, la cual, proyectada sobre la magnitud de litros de agua a hervir o calentar, permite tener una idea relativa de la competitividad de cada tipo de tecnología.

Los resultados correspondientes al uso de las diferentes tecnologías en la cocción de alimentos (caso de las cocinas) se muestran en el Cuadro N° A5 y el Gráfico N° A1. Se muestra que el gas natural no sería necesariamente la alternativa más conveniente para su uso en hervir alimentos debido principalmente a la proporción de costos fijos que deben amortizarse y debido a que los niveles de consumo nacionales no son muy altos como para que la ventaja en costos variables del gas natural compense las diferencias (se requieren niveles de consumo bastante altos para que sea la tecnología más eficiente).

**Cuadro N° A3
Costos Fijos Cocinas (US\$)**

Artículo	Inversiones Adicionales US\$	tasa anual	tasa mensual	Periodo de Amortización (años)	Cuota mensual	Cocina	Tiempo de vida del equipo (años)	Pago Mensual por la cocina	Pago total mensual
Cocina Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	0	0.12	0.95%	1	0.00	600	5	9.29	9.29
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Opción Tarifaria Actual)	0	0.12	0.95%	1	0.00	42	5	0.92	0.92
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)	0	0.12	0.95%	1	0.00	800	15	9.29	9.29
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)	30	0.12	0.95%	1	2.86	800	15	9.29	11.90
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)	30	0.12	0.95%	1	2.86	42	5	0.92	3.58
Cocina de Inducción (Energía Horas Fuera de Punta)	30	0.12	0.95%	1	2.86	525	15	6.10	8.75
Cocina a GLP	0	0.12	0.95%	1	0.00	294	15	3.41	3.41
Cocina a Gas Natural	373.1	0.12	0.95%	5	1.09	391	15	4.49	6.11

450

Costo Acomedia

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

**Cuadro N° A4
Costos Fijos Dispositivos para Calentar Agua (US\$)**

Artículo	Inversiones Adicionales US\$	tasa anual	tasa mensual	Periodo de Amortización (años)	Cuota mensual	Termal US\$	Tiempo de vida del equipo (años)	Pago Mensual por la termal	Pago total mensual
Termal Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	0	0.12	0.95%	1	0.00	130	10	1.82	1.82
Termal Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	0	0.12	0.95%	1	0.00	154	10	2.16	2.16
Termal Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	0	0.12	0.95%	1	0.00	130	10	1.82	1.82
Termal Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	30	0.12	0.95%	1	2.66	154	10	2.16	4.81
Termal Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	30	0.12	0.95%	1	2.66	154	10	2.16	4.81
Termal a GLP	0	0.12	0.95%	1	0.00	12	2	0.55	3.20
Termal a Gas Natural	373.1	0.12	0.95%	5	0.00	150	10	2.10	2.10

450

Costo Acomedia

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

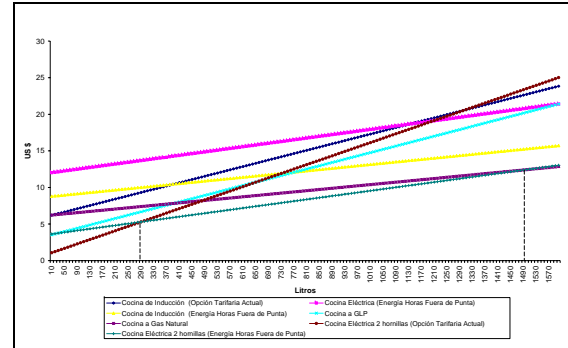
73

**Cuadro N° A5
Resumen de Resultados de Costos Mensuales para el Caso de las Cocinas**

Rango (Litros)	Tecnología	Costo (US\$)
10 a 290	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Opción Tarifaria Actual)	1.07 a 5.29
300 a 1,490	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)	5.35 a 12.38
1,500 a 1,600	Cocina a Gas Natural	12.43 a 12.85

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

**Gráfico N° A1
Comparación de Costos Mensuales Totales para Cocina
(Calentamiento de 5 litros de agua)**



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos - OSINERG.

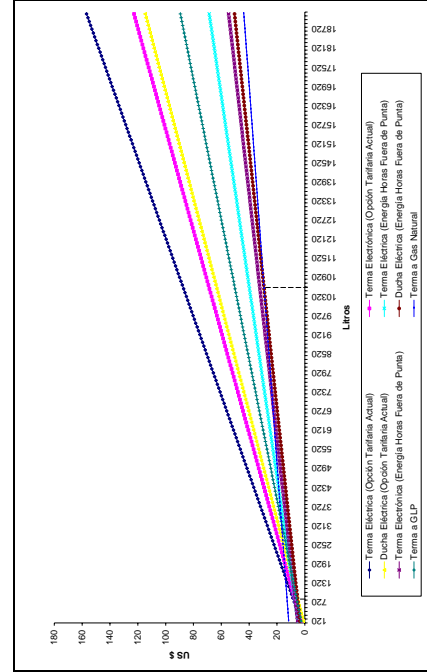
En el caso del uso de las diversas tecnologías para calentar agua para el baño (caso de las termas y duchas), el uso de termas a gas natural empieza a ser atractivo a partir de niveles de consumo superiores a los 10,680 litros, nivel de consumo mensual de una familia de mediano tamaño. Para niveles de consumo inferiores, la principal alternativa es el uso de la ducha eléctrica pero restringida a las horas fuera de punta. Los resultados se pueden apreciar en el Cuadro N° A6 y en el Gráfico N° A2.

Cuadro N° A6
Resumen de Resultados de Costos Mensuales para el Caso de las Termas

Rango (Litros)	Tecnología	Costo (US\$)
120 a 720	Ducha Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	1.26 a 4.83
840 a 10,560	Ducha Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	5.27 a 29.20
10,680 a 19,200	Terma a Gas Natural	29.42 a 43.79

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° A2
Comparación de Costos Mensuales Totales para Termas y Duchas
Calentamiento de 60 litros de agua



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

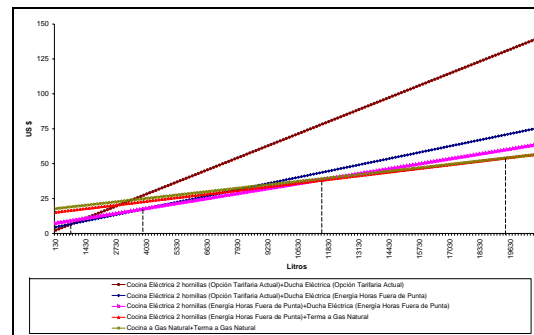
Por último, se ha realizado una comparación de los costos totales mensuales para diferentes alternativas tecnológicas considerando estos dos usos de forma conjunta. En este caso se aprecia que para consumos no muy altos las alternativas más atractivas consisten en el uso de electricidad para las duchas y cocinas de dos hornillas en horas fuera de punta, siendo sustituidas luego por el uso del gas natural conforme se incrementa el nivel de consumo.

Cuadro N° A7
Resumen de Resultados de Costos Totales (Cocinas y Termas)

Rango (Litros)	Tecnología	Costo (US\$)
130 a 780	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Opción Tarifaria Actual)+Ducha Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	2.33 a 6.65
910 a 3,770	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Opción Tarifaria Actual)+Ducha Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	7.25 a 17.06
3,900 a 11,440	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)+Ducha Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	17.42 a 37.98
11,570 a 19,370	Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)+Terma a Gas Natural	38.25 a 53.94
19,500 a 20,800	Cocina a Gas Natural+Terma a Gas Natural	54.19 a 56.64

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Gráfico N° A3
Comparación de Costos Mensuales Totales



Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Análisis Alternativo

Adicionalmente, se optó, por realizar una comparación alternativa de las ventajas económicas de las diferentes alternativas tecnológicas. Ésta se basa en el cálculo del valor presente del gasto de operación e inversión a lo largo de treinta años en las diferentes tecnologías (utilizando una tasa de descuento de 12%), que incluye los gastos destinados a la reposición de los activos (de acuerdo del tiempo de vida de los cuadros N° A8 y N° A9), pero no considera las diferentes alternativas de financiamiento. Este ejercicio se ha realizado tanto para las termas como para las cocinas, para diferentes niveles de consumo, asociados al tamaño de los domicilios o la existencia de locales comerciales e industriales. Los resultados presentados ratifican las ventajas

comparativas del uso del gas natural, salvo la competencia de las cocinas y duchas eléctricas para niveles de consumo muy bajos.

Cuadro N° A8
Valor Presente del Gasto en Cochinas
(US\$ por niveles de Litros)

Artefacto	20	40	60	80
Cocina Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	1,730	2,615	3,500	4,386
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Opción Tarifaria Actual)	969	1,854	2,739	3,625
Cocina de Inducción (Opción Tarifaria Actual)	1,207	1,859	2,511	3,163
Cocina Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	1,219	1,567	1,914	2,262
Cocina Eléctrica 2 hornillas (Energía Horas Fuera de Punta)	458	806	1,153	1,501
Cocina de Inducción (Energía Horas Fuera de Punta)	837	1,093	1,349	1,605
Cocina a GLP	971	1,632	2,293	2,954
Cocina a Gas Natural	722	988	1,213	1,458

Cuadro N° A9
Valor Presente del Gasto en Termas
(US\$ por niveles de Litros)

Artefacto	240	480	720	960
Terma Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	5,861	11,557	17,253	22,949
Terma Electrónica (Opción Tarifaria Actual)	4,626	9,056	13,486	17,916
Ducha Eléctrica (Opción Tarifaria Actual)	4,247	8,444	12,640	16,837
Terma Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	2,550	4,907	7,265	9,623
Terma Electrónica (Energía Horas Fuera de Punta)	2,056	3,890	5,724	7,558
Ducha Eléctrica (Energía Horas Fuera de Punta)	1,814	3,551	5,288	7,025
Termas a GLP	3,399	6,607	9,815	13,023
Termas a Gas Natural	1,816	3,006	4,196	5,386

Elaboración: Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía - OSINERG
Oficina de Estudios Económicos - 2006

Equipo de Trabajo

Raúl Pérez-Reyes Espejo Gerente de Estudios Económicos.

Especialistas:

Raúl García Carpio Especialista en Regulación Económica.
Sector Eléctrico.
Arturo Vásquez Cordano Especialista en Organización Industrial.
Sector Hidrocarburos.

Asistente Administrativo:

Clelia Bandini Malpartida

Practicantes Profesionales:

Carolina Lenkey Ramos Sector Hidrocarburos
Rosa Montoya Sandoval Sector Eléctrico