



## ¿Qué significa el Proyecto Camisea?

Documento de Trabajo N° 23

**Alfredo Dammert Lira  
Fiorella Molinelli Aristondo**

**Oficina de Estudios Económicos**

**Octubre de 2006**

Oficina de Estudios Económicos - OSINERGMIN

---

### **OSINERGMIN**

#### **¿Qué significa el Proyecto Camisea?**

Documento de Trabajo N° 23, 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 y Fiorella Molinelli Aristondo.

Colaboradores: Arturo Vásquez, Raúl García, Virginia Barreda y Erix Ruiz.

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

Para comentarios o sugerencias dirigirse a:

**OSINERGMIN**

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>

Clasificación JEL: L71.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>1. Descripción del Proyecto</b> .....	<b>6</b>
1.1. Antecedentes.....	6
1.2. El mercado del Gas Natural.....	9
1.2.1. Etapa de Producción.....	10
1.2.2. Etapas de Explotación y Extracción.....	10
1.2.3. Etapa de Transporte.....	12
1.2.4. Etapa de Distribución.....	15
1.3. Exportación de Gas Natural Licuefactado (LNG).....	17
1.3.1. Planta de Licuefacción.....	17
<b>2. Marco Regulatorio e Institucional</b> .....	<b>18</b>
<b>3. Aspectos Tarifarios</b> .....	<b>20</b>
3.1. Introducción.....	20
3.2. Tarifas Aplicables.....	23
3.2.1. Precio del Gas en Camisea (antes de ingresar a la Red Principal).....	27
3.2.2. Tarifas de la Red Principal de Camisea.....	29
3.2.3. Tarifas por Otras Redes.....	31
3.2.4. Topes Máximos por la Acometida.....	31
3.3. Garantía por Red Principal.....	32
<b>4. Aspectos Económicos</b> .....	<b>35</b>
4.1. Demanda del Gas Natural: Evolución del Consumo.....	35
4.2. Ventas.....	38
4.3. Clientes.....	45
4.4. Futuro de Cada Tipo de Cliente (principales temas / dificultades).....	46
4.5. Facturación.....	48
4.6. Regalías.....	48
<b>5. Impacto Agregado</b> .....	<b>50</b>
5.1. Incidencia Económica.....	50
5.2. Otros Impactos.....	51
<b>6. Comentarios Finales</b> .....	<b>53</b>
<b>7. Bibliografía</b> .....	<b>54</b>
<b>8. Anexos</b> .....	<b>56</b>

## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N° 1: Localización Geográfica de los Yacimientos de Camisea.....	6
Gráfico N° 2: Mercado del Gas Natural.....	9
Gráfico N° 3: Agentes del Mercado del Gas Natural por Etapas.....	10
Gráfico N° 4: Mapa de Localización del Proyecto Camisea.....	14
Gráfico N° 5: Zonas de Expansión del Mercado del Gas Natural.....	16
Gráfico N° 6: Componentes de la Tarifa de Gas Natural.....	25
Gráfico N° 7: Mecanismo de la Garantía por Red Principal (GRP).....	34
Gráfico N° 8: Evolución de la Demanda del Gas Natural.....	36
Gráfico N° 9: Evolución de la Demanda del Gas Natural: Consumidores Regulados.....	37
Gráfico N° 10: Consumo del Gas Natural.....	38
Gráfico N° 11: Evolución de las Regalías del Proyecto Camisea.....	49
Gráfico N° 12: Otros Impactos del Proyecto Camisea.....	52

## ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N° 1: Evolución del Proyecto Camisea: Principales Acontecimientos...7	
Cuadro N° 2: Estimados más recientes de las reservas mundiales probadas de Gas (TPC).....	8
Cuadro N° 3: Actores en el Mercado del Gas Natural.....	20
Cuadro N° 4: Categorías Tarifarias.....	24
Cuadro N° 5: Precios del Gas Natural por Categoría de Consumidor A Octubre de 2006.....	25
Cuadro N° 6: Precio del Gas Natural vs Precio del Combustible Sustituto Según Categoría de Consumidor.....	26
Cuadro N° 7: Precio del Gas Natural de Camisea (Esquema previo a la Renegociación).....	29
Cuadro N° 8: Tarifa por Red Principal-Camisea.....	30
Cuadro N° 9: Recaudación Total de la Garantía por Red Principal (GRP)*.....	35
Cuadro N° 10: Comparación de Precios del Gas Natural vs Otros Combustibles -Determinación de Ahorros.....	39
Cuadro N° 11: Costo por Distancia de Operar Vehículos a Gas Natural vs. Otros Combustibles.....	40
Cuadro N° 12: Composición del Precio de Venta del Gas Natural Vehicular..	41
Cuadro N° 13: Margen de Utilidad de las Estaciones de Servicio.....	41
Cuadro N° 14: Consumo de Gas Natural por Empresa /Año 2005.....	43
Cuadro N° 14-A: Consumo de Gas Natural por Empresa/2006 Enero-Agosto	43
Cuadro N° 15: Consumo de Gas Natural por Tipo de Uso / 2005.....	44

Cuadro N° 15-A: Consumo de Gas Natural por Tipo de Uso / 2006 Enero-Agosto.....	45
Cuadro N° 16: Evolución del Número de Clientes.....	45
Cuadro N° 16-A: Consumo de Gas Natural por Tipo de Consumidor (m3).....	46
Cuadro N° 17: Facturación por Empresa / 2005.....	48
Cuadro N° 18: Asignación de los Recursos Provenientes de las Regalfas.....	50
Cuadro N° 19: Ingresos del Gobierno Projectados al 2014 (Millones US\$).....	52
Cuadro N° 20: Impacto sobre Presupuesto del Gobierno Regional del Cusco.....	53
Cuadro N° 21: Balanza Comercial Projectada al 2014 (Millones de US\$).....	53

## ¿Qué significa el proyecto Camisea?

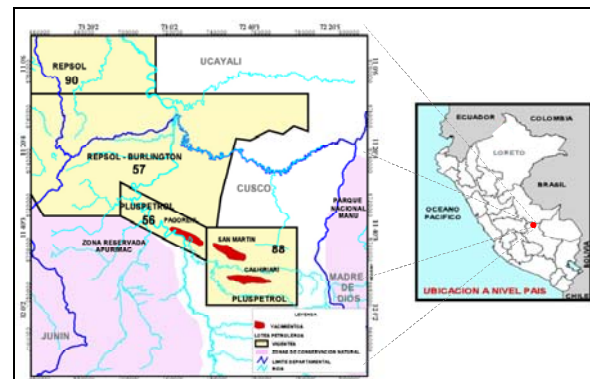
Alfredo Dammert y Fiorella Molinelli

### 1. Descripción del Proyecto

#### 1.1. Antecedentes

Los yacimientos de gas de Camisea están ubicados aproximadamente a 500 kilómetros al este de Lima, en la Cuenca Ucayali, dentro del departamento del Cusco, provincia de la Convención, distrito de Echarate. Para los efectos del Lote 88 sólo se consideran los yacimientos San Martín y Cashiriari.

Gráfico N° 1: Localización Geográfica de los Yacimientos de Camisea



Fuente: MINEM.

El inicio de la operación comercial del gas natural de Camisea se realizó el 20 de agosto del año 2004. Esto se logró gracias a que cada uno de los eslabones que conforman la cadena del gas natural estuvo operativo de acuerdo a lo previsto en los respectivos contratos. La mencionada puesta en operación tomó más de 15 años desde su descubrimiento, conforme se observa en el Cuadro N° 1.

**Cuadro N° 1: Evolución del Proyecto Camisea: Principales Acontecimientos**

<b>Etapas</b>	<b>Acontecimiento</b>
Jul-81	Se suscribió el Contrato de Operaciones Petrolíferas por los lotes 28 y 42 con la empresa SHELL
1983-1987	Como resultado de la perforación de 5 pozos exploratorios, la empresa SHELL descubre los yacimientos del gas de Camisea
Mar-88	Se firma el Acuerdo de Bases para la explotación de Camisea entre SHELL y PETROPERÚ
Ago-88	Se da por concluida la negociación de un contrato con SHELL sin llegarse a un acuerdo
Mar-94	Se firma un Convenio para la Evaluación y Desarrollo de los yacimientos de Camisea entre SHELL y PERUPETRO
May-95	SHELL entrega el Estudio de Factibilidad y solicita a PERUPETRO el inicio de la negociación de un Contrato de Explotación de los yacimientos de Camisea
May-96	Se completó la negociación y se suscribió el Contrato de Explotación de los yacimientos de Camisea entre el Consorcio SHELL y PERUPETRO
Jul-98	El Consorcio SHELL-MOBIL comunica su decisión de no continuar con el Segundo Período del Contrato, por consiguiente el contrato queda resuelto
May-99	La Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) acuerda llevar adelante un proceso de promoción para desarrollar el Proyecto Camisea mediante un esquema segmentado, que comprende módulos independientes de negocios
May-99	El 31 de Mayo, el Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM) convocó a Concurso Público Internacional para otorgar el Contrato de Licencia para la explotación de Camisea, y las Concesiones de Transporte de Líquido y Gas desde Camisea hasta la costa y de Distribución de Gas en Lima y Callao
Dic-00	Se suscriben los Contratos para el Desarrollo del Proyecto Camisea con los consorcios adjudicatarios de los Concursos llevados a cabo por el CECAM
Ago-04	Se inicia la operación comercial del Proyecto Camisea

Elaboración: Propia.

Respecto del mundo, tal como lo muestra el Cuadro N° 2, las reservas de gas en el Perú representan el 3% de las reservas de América Central y del Sur, las cuales a su vez, representan sólo el 4% de las reservas mundiales de gas natural. Camisea representa prácticamente la totalidad de las reservas peruanas probadas.

**Cuadro N° 2: Estimados más recientes de las reservas mundiales probadas de Gas (TPC<sup>1</sup>)**

<b>Región</b>	<b>BP Statistical Review 2004</b>	<b>CEDIGAZ Enero de 2005</b>	<b>Oil &amp; Gas Journal Enero de 2006</b>	<b>World Oil 2004</b>
América del Norte	263.960	263.108	265.075	273.661
América Central y del Sur	250.595	243.956	250.838	241.355
Europa del Oeste	178.305	217.929	189.255	177.828
Europa de Este y Antigua URSS	2.081.433	2.043.750	1.964.090	2.836.728
Medio Oriente	2.570.793	2.589.649	2.565.400	2.542.691
ÁFRICA	496.430	498.860	485.841	500.759
Asia y Oceanía	501.517	504.793	391.645	424.745
<b>TOTAL</b>	<b>6.343.033</b>	<b>6.362.045</b>	<b>6.112.144</b>	<b>6.997.767</b>

<b>País y/o Región</b>	<b>BP Statistical Review 2004</b>	<b>CEDIGAZ Enero de 2005</b>	<b>Oil &amp; Gas Journal Enero de 2006</b>	<b>World Oil 2004</b>
Argentina	21.357	21.366	18.866	18.866
Bolivia	31.417	26.733	24.000	27.172
Brasil	11.508	9.005	11.515	11.513
Chile	NRPS	1.589	3.460	0.905
Colombia	3.883	4.202	4.040	3.950
Ecuador	NRPS	3.779	0.345	0.350
Paraguay	0.000	0.000	0.000	0.000
Perú	8.684	8.687	8.723	8.725
Uruguay	0.000	0.000	0.000	0.000
Venezuela	148.931	149.135	151.395	150.500
América Central	24.816	19.459	28.494	19.375
<b>TOTAL</b>	<b>250.596</b>	<b>243.955</b>	<b>250.838</b>	<b>241.356</b>

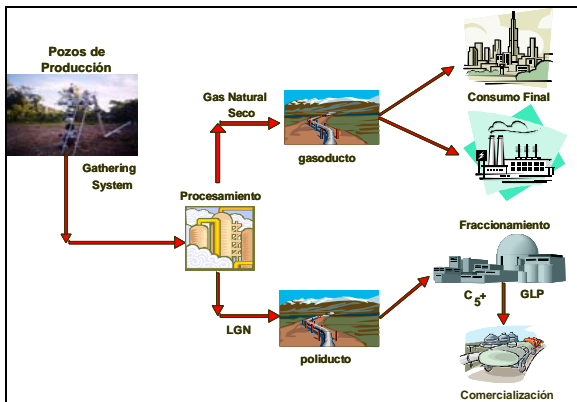
Fuente: Energy Information Administration (US EIA).  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>.

<sup>1</sup>. Los líquidos en Camisea valen en unidad energética aproximadamente cinco (05) veces más que el gas natural seco. Asimismo, es importante resaltar que este nuevo recurso energético considera como unidad de medida al Giga Joule (GJ) o al metro cúbico (m<sup>3</sup>) de gas natural. Para mayores referencias respecto a las distintas medidas de energía revisar el Anexo N° 1

## 1.2. El mercado del Gas Natural

La oferta del gas natural comprende las etapas de producción, transporte y distribución. Complementariamente se presenta la oportunidad futura de comercializar a nivel internacional el gas natural. Cada uno de estos segmentos de mercado presenta características distintas según se detalla en el Gráfico N° 2.

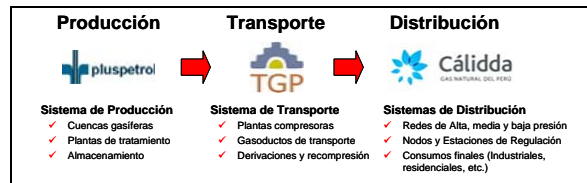
Gráfico N° 2: Mercado del Gas Natural



Elaboración: Propia.

Cabe mencionar que en esta cadena participan únicamente tres actores, uno por cada etapa, conforme se muestra en el Gráfico N° 3.

Gráfico N° 3: Agentes del Mercado del Gas Natural por Etapas



Elaboración: GART - OSINERGMIN.

### 1.2.1. Etapa de Producción

Esta fase involucra las etapas de extracción y explotación y no es considerada un monopolio natural dado que la estructura de la industria presenta costos marginales crecientes y costos fijos no tan altos en comparación al tamaño del mercado que abastece.

Se dice que existen costos marginales crecientes dado que primero son explotados los yacimientos de gas más accesibles y conforme estos se agotan, se explotan los menos accesibles, representando ello un incremento en los costos. Por otro lado, los costos fijos no son tan altos, dado que el tamaño de la infraestructura que se requiere para la extracción no es tan alto.

### 1.2.2. Etapas de Explotación y Extracción

El objetivo central de la explotación es maximizar la extracción de líquidos a partir del gas obtenido, así como la extracción del gas seco suficiente para

satisfacer la demanda interna. Esta etapa involucra el diseño y construcción de la infraestructura de explotación y producción. El gas extraído corresponde a los yacimientos de San Martín y Cashiriari. Esta etapa está a cargo de la empresa Pluspetrol S.A.

Los yacimientos San Martín y Cashiriari, denominados también como Lote 88, Camisea, representan una de las más importantes reservas de gas natural no asociado en América Latina. El volumen de gas probado es de 8.7 Tera pies cúbicos (TCF) con una recuperación final estimada de 6.8 TCF de gas natural (factor de recuperación: 78 %) y 411 millones de barriles de líquidos asociados<sup>2</sup> al gas natural (propano, butano y condensados). Cabe resaltar que el potencial del Lote 88 está estimado en 11 TCF de gas natural (el volumen de gas probado más probable). La recuperación final estimada considerando los volúmenes probados más probables es de 8.24 TCF de gas natural y 482 millones de barriles de líquidos asociados. Las reservas de Camisea son diez veces más grandes que cualquier otra reserva de gas natural en el Perú.

Cabe mencionar que la etapa de explotación no sólo implica las inversiones vinculadas a la extracción de los hidrocarburos, sino también las requeridas para transformar los hidrocarburos en productos comerciales y la infraestructura para la exportación (terminal marítimo).

Las plantas asociadas a esta etapa son dos:

---

<sup>2</sup>. El Gas Natural por lo general representa una mezcla de hidrocarburos, siendo el principal componente el metano. La *Energy Information Administration* (EIA) mide el gas natural húmedo en sus dos fuentes de producción, es decir, como **gas natural asociado o húmedo** (gas disuelto con otras mezclas de hidrocarburos) y **gas natural no asociado o seco**, el cual se produce del gas natural húmedo.

- Planta de Separación Primaria (Las Malvinas)
- Planta de Separación Secundaria: Planta Criogénica

#### ***Planta de Separación Primaria (Las Malvinas)***

El gas extraído pasa por una red de captación de un total de 80 Km de extensión hasta llegar a la Planta de Separación Las Malvinas (en donde se separan los líquidos asociados al gas natural) efectuándose la separación primaria que divide los condensados y el agua del gas natural.

#### ***Planta Criogénica: Planta de Separación Secundaria***

Luego, en una planta criogénica se separan los hidrocarburos líquidos restantes en el gas. Una vez finalizado este proceso, el gas va a una planta compresora a partir de la cual se inyecta el gas a los ductos principales y se reinyecta<sup>3</sup> el excedente a los reservorios productivos. Debe destacarse que la reinyección del gas es un requerimiento de preservación ambiental, además de servir para mantener la presión del reservorio y así maximizar la extracción de líquidos.

#### **1.2.3. Etapa de Transporte**

Esta etapa consiste en trasladar el gas desde el pozo hasta una red de transmisión de alta presión. Este proceso tiene características de monopolio natural por las siguientes razones:

---

<sup>3</sup>. “Reinyección” se le denomina a la inyección de gases a presión para recuperar el petróleo de una fuente.

1. Existen barreras de entrada debido a la existencia de costos hundidos de los transportadores por las grandes inversiones que se requieren para la instalación de los gasoductos.
2. Existen economías de escala debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área.
3. La existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores, hace que se reduzca el riesgo de un corte en la transmisión por la caída de uno o más productores. Estas características se dan tanto en el gasoducto principal como en los regionales, siendo en estos últimos más fácil reducir los impactos monopólicos del mercado, a través del establecimiento de *bypasses* físicos o comerciales. Los primeros están referidos a la posibilidad de que los usuarios construyan sus propias conexiones al gasoducto principal, asumiendo costos y tarifas de transporte. Los *bypasses* comerciales se relacionan con el acuerdo sobre precios entre productores y consumidores y luego, el abono de la tarifa de transporte vigente y de distribución.

En la etapa de transporte, el único costo variable es el de estaciones compresoras que compensan la presión que pierde el gas al ser transportado o para incrementar el flujo del mismo.

En lo que concierne al Proyecto Camisea, la etapa de transporte comprende la operación de dos ductos paralelos por parte de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

- o El Ducto de Líquidos, que llega hasta la planta de fraccionamiento, ubicada en la playa Lobería en Pisco de 540 Km.
- o El Ducto de Gas Natural Seco, de 700 Km, que continua bordeando la franja costera hasta llegar al “City Gate” ubicado en Lurín. Este ducto se subdivide en dos componentes: el primero desde Camisea hasta Pampa Río Seco (punto de derivación), y el segundo desde Pampa Río seco hasta el City Gate.

Ambos ductos atraviesan los departamentos del Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. Los líquidos se reciben en una planta de fraccionamiento, la cual está ubicada en la playa Lobería, en Pisco. En estas instalaciones se obtienen productos comerciales, tales como, gasolina (50%), GLP (40%), diesel y kerosene (10%).

Gráfico N° 4: Mapa de Localización del Proyecto Camisea



Elaboración: Transportadora de Gas del Perú (TGP).

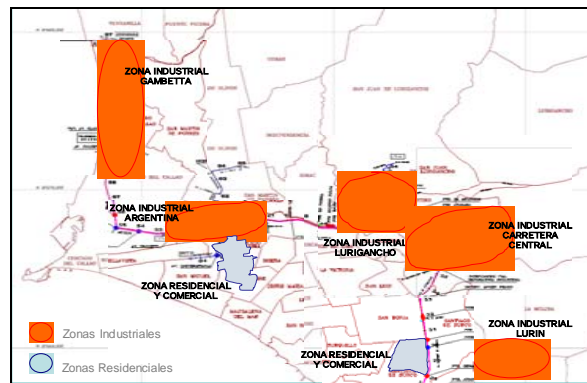
#### 1.2.4. Etapa de Distribución

Esta etapa también constituye un monopolio natural. Sin embargo, la distribución final puede crear un mercado mayorista y uno minorista. En el primero se pueden crear conductas que impiden el acceso a terceros. En el mercado de gas, los consumidores son tomadores de precio, mientras que del lado de la oferta hay presencia de monopolios naturales y prácticas anticompetitivas. Estas diferencias estructurales entre oferta y demanda suelen ser corregidas a través de la regulación o de la implementación de políticas *antitrust*.

En los casos del transporte y distribución es claro que el estado debe intervenir para garantizar la eficiencia asignativa e impedir que se ejerza el poder de mercado asociado a la posición dominante en el mismo, favoreciendo la continuidad y calidad en la prestación de los servicios.

En lo referido al Proyecto Camisea, la etapa de distribución del gas natural correspondiente a la concesión otorgada para Lima y Callao, el operador recibe el gas en el *City Gate* de Lurín para luego distribuirlo a través de una red de ductos troncales de alta presión que atraviesa la ciudad de Lima y llega hasta una estación terminal en Ventanilla.

#### Gráfico N° 5: Zonas de Expansión del Mercado del Gas Natural



Fuente: CALIDDA.

Esta red sirve para entregar gas a empresas del sector industrial<sup>4</sup> y a las centrales térmicas que lo requieran. Posteriormente, la concesionaria debe desarrollar redes adicionales de media y baja presión, a medida que aumente la demanda por parte de los industriales y de los consumidores residenciales. Esta etapa está a cargo de la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC o CALIDDA).

<sup>4</sup>La red actual fue tendida para atender a los "Clientes Iniciales", es decir, aquellos clientes que suscribieron un contrato de suministro previo al inicio de la operación comercial del Proyecto Camisea.



### 1.3. Exportación de Gas Natural Licuado (LNG)

Para llevar a cabo el proyecto, el Consorcio PERÚ LNG y la empresa Tractebel (Bélgica) firmaron un acuerdo el 29 de septiembre de 2003, para exportar gas natural licuado (LNG) desde los campos de Camisea en Perú hacia México. Las exportaciones de LNG se destinarían principalmente hacia el mercado de Estados Unidos y México. El LNG que exportaría Perú sería transportado en barcos metaneros al Estado de Baja California (México), lugar desde donde, una vez regasificado, sería exportado a Estados Unidos vía ductos.

#### 1.3.1. Planta de Licuefacción<sup>5</sup>

La planta se ubica entre las ciudades de Chíncha y Cañete, a 169 km al sur de la ciudad de Lima. Esta planta sería la primera de este tipo en América del Sur y podría ser la base para la industria petroquímica regional. El gas adquirido por Tractebel representa casi dos tercios (2/3) de la capacidad de producción de la planta proyectada de 4.4 millones de toneladas por año. Los ejecutivos de PERU LNG están negociando con tres potenciales compradores para colocar el tercio de la capacidad de producción restante.

El gas licuado será transportado en barcos tanqueros refrigerados, denominados “metaneros” hasta el puerto de Lázaro Cárdenas en el estado de Michoacán en México. Allí será regasificado y alimentará la red de transporte de gas mexicana.

---

<sup>5</sup>. La licuefacción es un proceso que comprende el sobreenfriamiento a menos 163 grados centígrados, que reduce el volumen del gas en 600 veces.

La realización del proyecto de exportación de LNG representaría un cambio en la escala del proyecto de Camisea, con una inversión adicional cercana a los US\$ 3,000 millones, los cuales se destinarán a la construcción de pozos y la ampliación de instalaciones, la construcción de la planta, las facilidades de almacenamiento e infraestructura portuaria, el terminal de regasificación y el transporte marítimo. La inversión adicional en el Perú sería aproximadamente de US\$ 1,834 millones, de los cuales US\$ 969 millones serían en nuevas instalaciones y ampliaciones por US\$ 865 millones. De este total, cerca del 40% tendrá componentes nacionales.

### 2. Marco Regulatorio e Institucional

Las diferentes etapas de la cadena de aprovechamiento del gas de Camisea se hallan reguladas por la Ley 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, y su Reglamento aprobado por Decreto Supremo N° 040-99-EM, así como el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de Ductos (aprobados por Decretos Supremos N° 041-99-EM y N° 041-99-EM, respectivamente).

La Ley 27133 y su reglamento definen que deben haber precios máximos o topes para el gas natural en los contratos de Licencia (firmados entre PERUPETRO y el productor), así como los mecanismos para garantizar el desarrollo de gasoductos, base de la Garantía por Red Principal (GRP); en la

etapa actual de Camisea se aplica este reglamento para la determinación de las tarifas por Red Principal.<sup>6</sup>

El reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos define los deberes y derechos de los Concesionarios y la forma en que se regularán las tarifas por el servicio de transporte por ductos. Para la etapa actual de Camisea este reglamento no aplica en lo correspondiente a la parte de las tarifas.

De otro lado, el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, establece normas similares al reglamento mencionado en el párrafo anterior, pero de aplicación exclusiva al gas natural. En el caso de tarifas de distribución, éste se aplica para determinar los cargos a cobrar por cada componente no incluido en los otros reglamentos.

Complementan estas normas el Contrato de Licencia de Explotación, firmado con el consorcio liderado por Pluspetrol, Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, firmado con GNLC, y los Contratos de Concesión de Transporte de Gas Natural por ductos desde Camisea hasta el *City Gate* y de Concesión de Transporte de Líquidos desde Camisea a la Costa, firmados con TGP.

El Cuadro N° 3 muestra la distribución de roles de los diferentes actores del sector. Como se puede observar, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas (DGH) se halla encargada de la regulación normativa de la ley, PERUPETRO se encarga de contratar los lotes para su

<sup>6</sup>. Red Principal: Ducto de alta presión comprendido entre Camisea (CUSCO) y la central térmica de Ventanilla (Callao).

exploración y explotación, en tanto OSINERGMIN cumple con las labores de supervisión del cumplimiento de la legislación y de las obligaciones contractuales que adquieren las empresas vinculadas a la actividad, y de regulación de tarifas en los niveles de transporte, distribución y comercialización del gas natural.

**Cuadro N° 3: Actores en el Mercado del Gas Natural**

	Exploración y/o Explotación	Transporte	Distribución	Comercialización
<b>Normativo y Concesiones</b>	DGH	DGH	DGH	DGH
<b>Contratante</b>	Perupetro			
<b>Regulador</b>		Osinermin	Osinermin	Osinermin
<b>Fiscalizador</b>	Osinermin			
<b>Concesionario</b>	Contratista	Transportista	Distribuidor	Comercializador

Elaboración: Propia.

### 3. Aspectos Tarifarios

#### 3.1. Introducción

Si bien el principal objetivo de la regulación es compensar la pérdida de la sociedad por tener que pagar un precio más alto que el de la competencia, no siempre busca eliminar el monopolio sino regular los costos de la prestación del servicio de tal forma que su precio sea menor que el precio de monopolio, aunque mayor que el de mercado.

Las políticas regulatorias están dirigidas a la conducta de los agentes y para afectarla utilizan reglas que la influyen o que la condicionan para el futuro. Sin

embargo, la desregulación de mercados no siempre generará la aparición de competencia de manera instantánea. Ciertas posiciones monopólicas son resultado de prácticas regulatorias anteriores que promueven nuevas conductas anticompetitivas, como por ejemplo las fusiones, las cuales se admiten en un momento y se les imponen condiciones para su acción futura, sin que con esto se defienda verdaderamente la competencia.

Así, la regulación suele estar acompañada de políticas *antitrust* que buscan minimizar o evitar prácticas anticompetitivas que se pueden generar del proceso de desregulación, como las fusiones y las barreras a la entrada de nuevos competidores.

Las políticas *antitrust* tienen un enfoque estructural que propende por el mantenimiento de una estructura industrial que promueva la competencia, manteniendo o restableciendo la independencia de los agentes; usualmente incentivan a las empresas a buscar beneficios en negocios separados, reduciendo con esto las posibilidades de llevar a cabo prácticas estratégicas nocivas. En la industria de gas, las prácticas competitivas se presentan por el lado de la oferta por las posibilidades de integración que ocurren en las etapas de transporte y distribución.

Dentro de la etapa de transporte se da la posibilidad de limitar el acceso de más competidores a través de prácticas explícitas o implícitas como el deterioro en la calidad del servicio, la distorsión de tarifas, la alteración de los registros de capacidades disponibles o la obstaculización de los planes de expansión de redes.

Si se aplican políticas regulatorias que no exigen el acceso abierto al transporte, los participantes de esta etapa tendrán más opciones de realizar prácticas anticompetitivas que si se permitiera el acceso. Suponiendo que sólo ocurre una regulación del precio y que hay acceso abierto a la industria, se puede esperar bajo un esquema de integración vertical total que la firma evada la regulación cuando la política de regulación no incentiva la reducción de costos, ya que podría aumentarlos durante la etapa regulada –donde existe monopolio natural- y disminuirlos en la no regulada.

En la práctica esta evasión de la regulación puede darse a través de la fusión vertical de un transportista y un productor, de tal manera que el último elevará los precios a los que transfería el gas, incrementando artificialmente los costos del gasoducto con el objetivo de evadir la regulación sobre la tasa de retorno.

Si la política de desregulación se aplica a una industria totalmente desintegrada a escala vertical que admite el acceso, las posibilidades de realizar prácticas anticompetitivas son menores que en la integración total, pero puede conducir el establecimiento de costos de transacción más elevados.

Otra práctica anticompetitiva originada por la regulación puede ser la discriminación de precios bajo esquemas regulatorios que aceptan la fijación de tarifas de descuento.

### 3.2. Tarifas Aplicables

El reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos<sup>7</sup> no segmenta a los consumidores por tipo de actividad económica, sino sólo por los efectos que su consumo podría tener dentro de la red de distribución. De este modo, define dos tipos de consumidores:

- **Consumidor Regulado:** Consumidor que adquiere Gas Natural por un volumen igual o menor a treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 m<sup>3</sup>/día).<sup>8</sup>
- **Consumidor Independiente:** Consumidor que adquiere Gas Natural directamente del Productor, Comercializador o Concesionario, siempre que sea en un volumen mayor a los treinta mil metros cúbicos estándar por día (30,000 m<sup>3</sup>/día) y por un plazo contractual no menor a seis (6) meses.

Complementariamente, el OSINERG en su Resolución 097-2004-OS/CD estableció cuatro categorías tarifarias en función del volumen de gas natural consumido:

<sup>7</sup>. Artículo 2° del Decreto Supremo N° 042-99-EM.

<sup>8</sup>. El consumidor regulado sólo puede adquirir el gas natural del Distribuidor con todos los servicios de red incluidos, pero desagregados en el recibo de pago.

### Cuadro N° 4: Categorías Tarifarias

Categoría de Consumidor	Consumo de Gas Natural (m <sup>3</sup> /mes)
A (Residencial o Doméstico)	Hasta 300
B (Comercial Menor)	De 301 hasta 17,500
C (Pequeña y Mediana Industria)	De 17,501 hasta 300,000
D* (Gran Industria y GNV)	Más de 300,000 y menos de 30,000 m <sup>3</sup> /día

\* La Resolución OSINERG 006-2005-OS/CD precisó la inclusión de GNV (Gas Natural Vehicular) en la categoría D, y que esta categoría es hasta un consumo menor a los 30 000 m<sup>3</sup>/día.  
Fuente: GART-OSINERGMIN.

Para cualquier consumidor, el precio final del gas natural es la suma de los cuatro componentes básicos:

- Precio del gas natural cobrado por el productor, o el autorizado a trasladar por el concesionario a los consumidores regulados;
- Tarifa por la Red Principal o red de alta presión, la cual involucra el gasoducto desde Camisea hasta Ventanilla;
- Tarifas por la Red de Media y Baja presión de la Concesión (se denomina también Red Común u Otras Redes), estructurada según categorías volumétricas;
- Cargos Máximos por la Acometida<sup>9</sup> y la Tubería de Conexión<sup>10</sup>;

<sup>9</sup>. Está ubicada dentro o en el límite del predio e incluye el regulador de presión, válvulas, medidor, y sistemas de protección y seguridad. La acometida es propiedad: del Concesionario para los consumos menores a 300 m<sup>3</sup> por mes; y del Consumidor para consumos mayores a 300 m<sup>3</sup> por mes.

<sup>10</sup> Conjunto de tuberías y válvulas ubicadas fuera del predio y sirve para conectar la Acometida con la red común del Concesionario. La tubería de Conexión es parte del Sistema de Distribución del Concesionario.

El Gráfico N° 6 muestra la composición de la tarifa final.

**Gráfico N° 6: Componentes de la Tarifa de Gas Natural**



Elaboración: GART – OSINERGMIN.

En el Cuadro N° 5 se presenta un resumen de los precios a octubre de 2006.

**Cuadro N° 5: Precios del Gas Natural por Categoría de Consumidor A Octubre de 2006**

Categoría de Consumidor	Gas Productor	Red de Ductos			
		Alta Presión	Medio y Baja Presión	Tubería de Conexión	Acometida
Independiente	Libre acuerdo dentro de Tope Máximo regulado por el Contrato de Licencia	Tarifas Reguladas por OSINERG		Tope Máximos Regulados por OSINERG	
Regulados	Traspaso de Contrato entre el Productor y el Distribuidor	Regulados por OSINERG, Resoluciones 097-2004 y 006-2005		Regulados por OSINERG, Resoluciones 097-2004, 006-2005 y 240-2006	
A	0.78 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	Depende de las Características y Exigencias del Cliente
B	2.10 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	
C	2.10 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	
D	2.10 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	
GNV	0.76 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	1.15 US\$ / GJ	

Los costos de la Red Interna (dentro del predio) no son regulados por OSINERG ni es monopolio del Concesionario

Fuente: GART-OSINERGMIN.  
Elaboración: Propia.

Adicionalmente, el consumidor debe invertir en la instalación interna, cuyo costo no es regulado por el OSINERGMIN ni es un monopolio del Concesionario ya que el interesado, de acuerdo a las normas vigentes, puede contratar a un Instalador Independiente registrado en OSINERGMIN<sup>11</sup>. De acuerdo con el Cuadro N° 6, el precio final del gas natural para un consumidor residencial (categoría A) sería igual a:  $(0.78+1.15+3.95) \times (1+IGV) = 7.00$  US\$/GJ. Si se repite el mismo cálculo para el resto de consumidores (categorías) se obtienen los resultados presentados en el Cuadro N° 6, el cual también muestra el precio del combustible sustituto expresado en la misma unidad energética (GJ.)

**Cuadro N° 6: Precio del Gas Natural vs Precio del Combustible Sustituto Según Categoría de Consumidor<sup>12</sup>**

US\$ / GJ	GN	Sustituto	Ahorro
A-GLP	7.0	19.3	64%
A-BT5	7.0	38.0	82%
B-GLP	6.6	17.1	61%
B-D2	6.6	31.9	79%
C-GLP	4.6	15.3	70%
C-D2	4.6	20.9	78%
D-D2	4.3	20.9	79%
D-R6	4.3	9.2	53%
GNV-G90	10.4	27.9	63%
GNV-D2	10.4	22.0	53%
GNV-GLP	10.4	20.1	48%

Fuente: GART-OSINERGMIN.

<sup>11</sup>. El literal f) del artículo 71° del D.S. 042-99-EM señala que los instaladores deben estar registrados en OSINERG; adicionalmente, mediante Resolución OSINERG 163-2005-OS/CD se aprobó el "Reglamento del Registro de Instaladores de Gas Natural".

<sup>12</sup>. Nota: GLP = Gas Licuado de Petróleo = Mezcla de Propano + Butano; BT5 = Electricidad Residencial; D2 = Diesel 2; R6 = Residual 6; G90 = Gasolina de 90 octanos.

### 3.2.1. Precio del Gas en Camisea (antes de ingresar a la Red Principal)

Corresponde a un precio libre, de acuerdo a la normativa peruana<sup>13</sup>, pero con un tope máximo, determinado en el Contrato de Licencia de Camisea (valor base igual a 1.0 y 1.8 dólares americanos por millón de BTU<sup>14</sup>, para los generadores eléctricos y los demás usuarios, respectivamente). Para los usuarios regulados de Lima y Callao, rige como valor el establecido en el contrato de suministro de gas natural entre el productor (consorcio liderado por Pluspetrol) y el distribuidor (CALIDDA). En el caso de la concesión de Lima, el precio del gas natural tiene una fórmula de actualización similar a la del Contrato de Licencia.

Recientemente el Estado Peruano y el consorcio liderado por Pluspetrol han realizado una renegociación del Contrato de Licencia de Camisea<sup>15</sup>, entre las modificaciones relacionadas con los precios se tienen las siguientes:

- a. El precio realizado máximo para el gas natural de uso residencial y vehicular no será mayor al precio realizado del gas natural para la exportación.
- b. El precio realizado máximo del gas natural para el mercado interno se reajustará mediante la aplicación de un Factor de Ajuste siguiendo la fórmula que se detalla a continuación:

<sup>13</sup>. Artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos.

<sup>14</sup>. BTU: *British Thermal Units*, Unidad de medida Británica de la energía térmica.

<sup>15</sup>. El contrato de Licencia original, así como la modificación, consecuencia de la renegociación, se encuentran publicados en la página web del Ministerio de Energía y Minas : [www.minem.gob.pe](http://www.minem.gob.pe)

$$FA = \left( 0.60 \times \frac{Ind1_i}{Ind1_0} + 0.40 \times \frac{Ind2_i}{Ind2_0} \right)$$

donde: *Ind1* = Promedio aritmético del Índice *Oil Field and Gas Field Machinery* (WPS1191) publicado por el *Department of Labor*, USA.

*Ind2* = Promedio aritmético del Índice *Fuel and Related Products and Power* (WPU 05) publicado por el *Department of Labor*, USA.

El Factor de Ajuste se determinará al inicio de cada año calendario, y durante los 6 primeros años a partir del 01.01.2007 no podrá representar un incremento acumulado anual en el precio realizado máximo superior al 5%. Durante los cinco años subsiguientes el incremento acumulado anual en los precios realizados máximos, no superará el 7%.

Es así que a partir del año 2007 la fórmula de actualización no se basará en la variación de precios de una canasta de petróleo crudo (como era antes), sino que incorpora elementos relacionados con la industria del gas natural.

Estas modificaciones le dan al precio del gas natural en el Perú estabilidad en el tiempo, eliminando la volatilidad asociada al precio de los hidrocarburos en el mercado internacional; lo cual, en adición a su bajo precio, resulta en un incentivo adicional para emplear este combustible en lugar de otros.

Estos precios no son regulados por OSINERGMIN, sino que son libres hasta el límite establecido en el Contrato de Licencia de Explotación. El cuadro siguiente muestra las tarifas máximas vigentes a julio de 2006.

**Cuadro N° 7: Precio del Gas Natural de Camisea (Esquema previo a la Renegociación)**

Consumidor*	Precio Base* (US\$/Millón BTU)	Factor de Actualización Aplicable 2006**	Precio Aplicable al Año 2006 (US\$/MillónBTU)
Generador Eléctrico	1.00	1.40	1.40
Otros***	1.80	1.23	2.22

\* Establecido en el Contrato de Licencia de Camisea.

\*\* Establecido en los contratos de suministro entre el productor y cada empresa. Adicionalmente, PLUSPETROL ha declarado que durante el 2006 de deben aplicar los factores mostrados.

\*\*\* Se tomará el Factor de Actualización de calidad para el ejemplo, por ser el precio que tendrán los consumidores regulados.

Fuente: GART-OSINERGMIN.

### 3.2.2. Tarifas de la Red Principal de Camisea

Cubre el servicio de transporte de gas natural por Red Principal de TGP y de distribución en alta presión de GNLC o CALIDDA. Las tarifas máximas son fijadas por OSINERGMIN y de acuerdo a las normas vigentes se pueden calcular cada dos o más años<sup>16</sup>, de acuerdo a cómo los establezca previamente el regulador, actualmente se están fijando cada dos años, considerando que es un mercado nuevo y se deben incorporar las variaciones de demanda. A estas tarifas se les aplica cada año un factor de actualización asociado al PPI<sup>17</sup> (Serie ID: WPSSOP3500) o índice Norteamericano de precios de productos.

El Cuadro N° 8 muestra las tarifas actualizadas a octubre de 2006.

<sup>16</sup>. La Resolución OSINERG 112-2006-OS/CD estableció las tarifas para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2006 al 30 de abril de 2008. Esta es la segunda fijación de tarifas por Red Principal, la primera se realizó el año 2004 y estuvo vigente hasta abril de 2006.

<sup>17</sup>. PPI: *Price Product Index*, definido en la citada resolución.

**Cuadro N° 8: Tarifa por Red Principal-Camisea**

Tarifa por Red Principal (US\$/ mil m <sup>3</sup> )	Consumidor	
	Generador Eléctrico	Otros
Transporte (TGP)	31.44	39.37
Distribución de Alta Presión	5.18	8.61
<b>Total por Red Principal</b>	<b>36.61</b>	<b>47.98</b>
Factor de Descuento	0.91436	0.91436
<b>Tarifa Total Aplicable</b>	<b>33.48</b>	<b>43.87</b>
Factor de Actualización	1.05	1.05
<b>Tarifa Total Aplicable Actualizada</b>	<b>35.18</b>	<b>46.09</b>

Fuente: GART-OSINERGMIN.

El Factor de Descuento que se aplica a las tarifas por Red Principal fijadas en la regulación, considera el pago adelantado que se hizo de la Garantía por Red Principal, es decir, se descuenta el pago realizado en fecha previa al inicio de operaciones de la red. Por ello la tarifa resultante, denominada "Tarifa Aplicable", es menor a la calculada.

Por otro lado, el Factor de Actualización<sup>18</sup> que se aplica, lo que hace es actualizar en función del PPI las tarifas, es así que desde la fecha en que se ofertó el servicio de transporte por red principal (Otorgamiento de concesión) hasta enero del año 2006 la variación del PPI ha sido de aproximadamente 5%.

<sup>18</sup>. Corresponde al factor definido en la Resolución OSINERG 112-2006-OS/CD que fijó tarifas para el período comprendido entre el 1° de mayo de 2006 al 30 de abril de 2008. Los Factores de Actualización se publican mensualmente en la página web del OSINERGMIN, en la parte correspondiente a regulación tarifaria.

Como se puede apreciar del Cuadro N° 8, la Tarifa Aplicable, luego de aplicar el Factor de Descuento y el Factor de Actualización es menor a la calculada.

### 3.2.3. Tarifas por Otras Redes

Cubre el servicio de distribución de gas natural de los ramales distintos a la Red Principal, los cuales permiten llevar gas a nuevos consumidores dentro de la Concesión de Lima y Callao. Son establecidas por el OSINERGMIN y revisadas cada cuatro años. El regulador, mediante la Resolución OSINERG 097-2004-OS/CD fijó los topes máximos del Margen Comercial y del Margen de Distribución<sup>19</sup> (componentes Fijo y Variable, respectivamente, de las tarifas por Otras Redes), por cada categoría de consumidor regulado, los cuales son vigentes desde agosto de 2004 hasta agosto de 2008.

Cabe indicar que en el caso del Consumidor Independiente, éste sólo pagará por el servicio de Otras Redes cuando haga uso de ellas, mientras que en el caso de los Consumidores Regulados, estos siempre realizarán el pago por este servicio.

### 3.2.4. Topes Máximos por la Acometida

El Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, dispone que OSINERGMIN establezca los Topes Máximos de Acometida aplicables a los Consumidores Regulados, cuyo consumo sea mayor a 30,000 m<sup>3</sup>/mes. Asimismo, dispone que para los Consumidores Independientes, este cargo se establezca por acuerdo con el Concesionario, mediante negociación directa y

---

<sup>19</sup>. Definidos ambos en el Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos.

sólo a falta de acuerdo cualquiera de las partes podrá solicitar la dirimencia al OSINERGMIN.

### 3.3. Garantía por Red Principal

La Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural y su Reglamento, así como los respectivos Contratos de Concesión de Transporte de Gas Natural por Ductos desde Camisea al City Gate y de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, establecen el mecanismo de Garantía por Red Principal (GRP) que implica un tratamiento similar a un contrato “*Take or Pay*”<sup>20</sup> sobre la capacidad del ducto, para proyectos como el de Camisea que implican un beneficio a la sociedad significativo, entre otros requerimientos.

El mecanismo de la GRP fue creado en la Ley 27133 con los siguientes objetivos:

- Lograr que el desarrollo de un nuevo gasoducto cuente con ingresos garantizados que hagan factible la inversión por parte del concesionario.
- Garantizar que el usuario eléctrico, su principal consumidor, pague por los beneficios recibidos.

---

<sup>20</sup>. Modalidad de contrato comúnmente empleada en el negocio del gas natural en la que el consumidor se compromete a pagar por un volumen de gas natural establecido contractualmente, lo consume o no. Es decir, paga por el derecho de poder consumir un volumen de gas natural determinado.

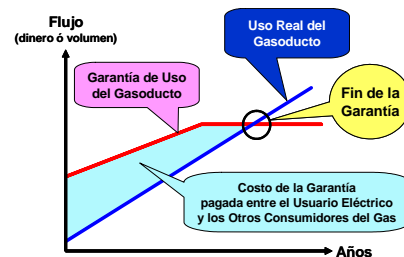


- Asignar los beneficios de los mejores precios del gas natural a los usuarios eléctricos vía una menor tarifa eléctrica.
- Minimizar el uso de fondos públicos.
- Contar con contratos de transporte de gas natural sin necesidad de exigir contratos de reserva de capacidad, que deban pagarse indistintamente de su uso o no.

Dicho mecanismo ha permitido minimizar el riesgo o incertidumbre sobre la demanda futura de gas natural (ingresos futuros) propio de un mercado nuevo en el uso de este combustible, lo cual ha redundado en una menor tasa de financiamiento por parte de las empresas concesionarias y consecuentemente en un menor costo de inversión y de tarifas para todos los consumidores de gas natural.

Por otro lado, este mecanismo está diseñado para que a medida que se incremente el consumo de gas natural el peaje por GRP se vaya reduciendo y se extinguirá cuando se alcance la capacidad garantizada, o el volumen de gas natural garantizado (véase el Gráfico N° 7).

Gráfico N° 7: Mecanismo de la Garantía por Red Principal (GRP)



Fuente: GART - OSINERGMIN

Complementariamente, mediante Decreto Supremo N° 046-2002-EM se establecieron disposiciones para regular la recaudación y pago de la GRP antes de la puesta en operación comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea, que se inició el 1° de noviembre de 2002.

De este modo, actualmente las empresas TGP y GNLC ó CALIDDA son las beneficiarias de la GRP como titulares de la Red Principal de Gas Natural de Camisea, y tienen garantizado el pago de una parte de la capacidad del ducto a la tarifa establecida por el regulador. Los totales recaudados (valores nominales) por concepto del peaje por GRP, por parte de cada empresa concesionaria de la Red Principal, al 31 de diciembre de 2005 se muestran en el Cuadro N° 9.

**Cuadro N° 9: Recaudación Total de la Garantía por Red Principal (GRP)\***

	MONTO (Miles de US\$)		
	TGP	GNLC	TOTAL
Pago Adelantado <sup>(1)</sup>	89,806	8,573	98,379
1er Año de Cálculo <sup>(2)</sup>	49,640	4,692	54,332
2do Año de Cálculo <sup>(3)</sup>	99,227	8,246	107,473
3er Año de Cálculo <sup>(4)</sup>	58,635	4,324	62,959
<b>TOTAL</b>	<b>297,308</b>	<b>25,835</b>	<b>323,143</b>

(\*) No incluyen IGV.

<sup>(1)</sup> Desde noviembre 2002 hasta 19.08.2004<sup>(2)</sup> Desde 20.08.2004 hasta 28.02.2005<sup>(3)</sup> Desde 01.03.2005 hasta 28.02.2006<sup>(4)</sup> Desde 01.03.2006 hasta 31.08.2006 (el tercer año culmina el 28.02.2007)

(\*\*) Los montos representan valores nominales.

Fuente: GART-OSINERGMIN.

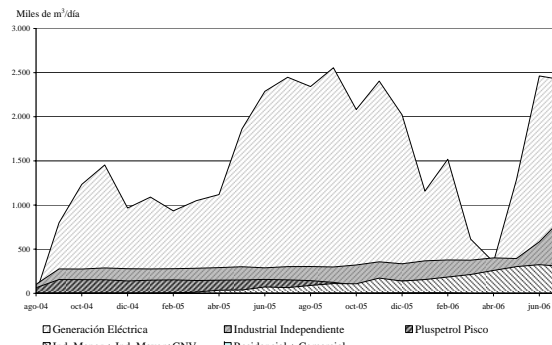
Elaboración: Propia.

**4. Aspectos Económicos****4.1. Demanda del Gas Natural: Evolución del Consumo**

En agosto de 2004 la demanda de gas natural en metros cúbicos por día alcanzaba una cifra aproximada de 0,5 millón de metros cúbicos por día, incrementándose hasta 4,3 millones de metros cúbicos por día en el mes de agosto de 2006.

En cuanto al consumo de gas natural por parte de los clientes independientes se puede observar a través del Gráfico N° 8 que éste se ha caracterizado principalmente por las continuas variaciones mensuales en el consumo, atribuidas al comportamiento mostrado por los generadores eléctricos ubicados en Lima, quienes enfrentan la volatilidad de suministro a través de la

generación hidráulica. Cabe señalar que el mes de abril de 2006 muestra un bajo consumo de generación eléctrica debido a que las centrales de Ventanilla estuvieron inoperativas mientras se realizaba su conversión al ciclo combinado (mezcla de turbina de gas con turbina de vapor).

**Gráfico N° 8: Evolución de la Demanda del Gas Natural**

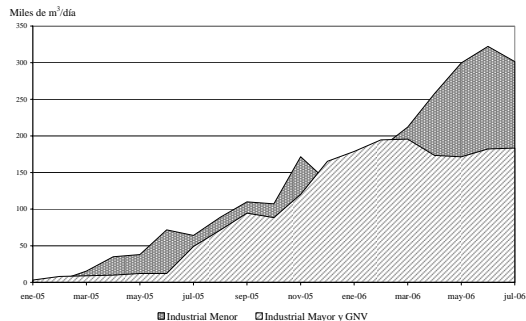
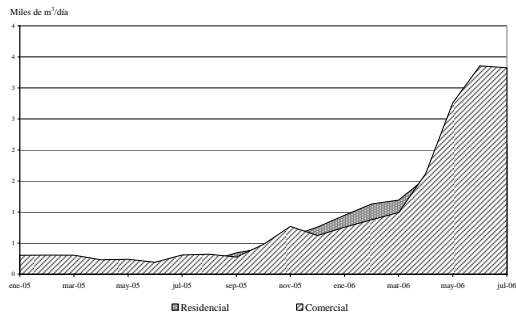
Fuente: GART - OSINERGMIN.

Elaboración: Propia.

De otro lado, los consumidores regulados han mostrado desde el 2005 una fuerte tasa de crecimiento en cuanto a su consumo de gas natural, debido al interés demostrado y al desarrollo de nuevas redes de acero, tanto por el lado de CALIDDA (Concesionario de distribución en Lima y Callao) como por el lado de los interesados (a través de aportes). De acuerdo con lo observado en el Gráfico N° 9, el consumo de los usuarios regulados ha crecido a razón de 30 mil metros cúbicos por día, en cada mes, llegando a alcanzar una cifra 550 mil

m<sup>3</sup>/día durante el mes de agosto de 2006, representando dentro de la estructura de consumo el 13% respecto al total.

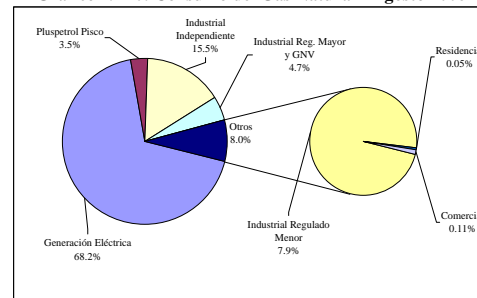
**Gráfico N° 9: Evolución de la Demanda del Gas Natural: Consumidores Regulados**



Fuente: GART - OSINERGMIN.

A manera de conclusión podemos precisar que al mes de agosto del 2006, la participación del sector residencial en el consumo total de gas natural es igual a 0,05%, siendo la generación eléctrica el sector de mayor participación con un 68%, tal como se aprecia en el Gráfico N° 10.

**Gráfico N° 10: Consumo del Gas Natural - Agosto 2006**



Fuente: GART - OSINERGMIN

#### 4.2. Ventas

En agosto del año 2006, dos años después del inicio de la operación comercial de Camisea, el consumo de gas natural (GN) fue igual a 4,3 millones de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) por día como se mencionó anteriormente, siendo el segmento de generación eléctrica (centrales de Ventanilla y Santa Rosa) el de mayor consumo (68%).

Dentro de esta estructura, los consumidores regulados (menor a 30 mil m<sup>3</sup>/día) del sector industrial de Lima representan el 13% del total, mostrando una tasa de crecimiento en cuanto a su consumo de 30 mil m<sup>3</sup>/día, debido al gran ahorro

que su uso determina sobre sus componentes de costos, (entre 50% y 80%) dependiendo del tamaño o consumo de la misma así como del combustible que ha de sustituir (ver el Cuadro N° 10)

**Cuadro N° 10: Comparación de Precios del Gas Natural vs Otros Combustibles -Determinación de Ahorros**

Industria			Precios (US\$ / GJ)			
m <sup>3</sup> / mes	GJ / mes	Categoría	Gas Natural	Sustitutos		
				GLP	Diesel	Residual
5,000	200	B	6.6	17.1	21.9	
100,000	4,000	C	4.6	15.3	20.9	
400,000	16,000	D	4.3		20.9	9.2

Categoría	Ahorros (US\$ / mes)		
	GLP	Diesel	Residual
B	2,091	3,051	
C	42,731	65,131	
D		265,232	78,032

Fuente: GART-OSINERGMIN.

Elaboración: Propia.

Por ejemplo, para un consumidor de categoría C que consume 100 mil m<sup>3</sup> de gas natural al mes, el ahorro puede ser entre 43 y 65 mil US\$ por mes, dependiendo del combustible a sustituir. Estos ahorros son mayores si se consideran los menores costos de mantenimiento y almacenamiento de energía (el gas natural no se almacena, es más limpio y se paga después de consumido tal como se hace con la electricidad o el agua).

Otro sector que ha mostrado un fuerte crecimiento especialmente en el último año, es el de Gas Natural Vehicular (GNV) que en menos de un año ha logrado casi 3,200 vehículos convertidos a una tasa de conversión de 25 vehículos por día.

De acuerdo con el Cuadro N° 11, el precio del GNV es un 63% más barato que la gasolina de 90 octanos y un 48% más económico respecto al GLP. En el cuadro mencionado también se analiza el costo que representa el uso del GNV versus otros combustibles, expresado en términos de energía por kilómetro, dando como resultado que el auto que funciona con GLP, G90 y D2 es 2.0, 2.6 y 1.8 veces más costoso respecto al auto que opera a gas natural.

**Cuadro N° 11: Costo por Distancia de Operar Vehículos a Gas Natural vs. Otros Combustibles**

Producto	Precio al Público	Consumo Especifico	Costo por Distancia			
			S/. /Km	Respecto al GNV		
GLP	1.77	S/. /Lt	0.131	Lt / Km	0.233	1.99
Gasolina 90	12.00	S/. /Gl	0.025	Gl / Km	0.300	2.57
Diesel 2	10.50	S/. /Gl	0.020	Gl / Km	0.210	1.80
GNV	1.38	S/. /m <sup>3</sup>	0.085	m <sup>3</sup> / Km	0.117	1.00

Fuente: GFHL – OSINERGMIN.

Elaboración: Propia.

A la fecha el precio del GNV<sup>21</sup> en las estaciones de servicio es de 1.38 soles por m<sup>3</sup>, lo que equivale a 416.5 US\$<sup>22</sup> por millar de m<sup>3</sup>. Si esta cifra se divide entre el poder calorífico del gas natural (40 GJ / millar m<sup>3</sup>) entonces se obtiene el precio de 10.4 US\$/GJ según se mostró en el Cuadro N° 6.

En cuanto al margen de utilidad para la estación de servicio de GNV, se aprecia que en promedio éste alcanza un nivel de 62% sin incluir el IGV (258.3 US\$ / mil m<sup>3</sup>, ver el Cuadro N° 12). Asimismo, si se multiplica este margen por un

<sup>21</sup>. Precio luego de la incorporación de los acuerdos realizados mediante la Renegociación del Contrato de Licencia.

<sup>22</sup>. Tipo de cambio = 3,31 S\$./US\$.

volumen estimado de venta diario de 10 mil m<sup>3</sup> (ver Cuadro N° 13) se obtiene como resultado un ingreso de 2,583 US\$ por día. Al cabo de un año la estación puede tener un ingreso por margen de cerca de 1 millón de US\$. Conociendo que el nivel de inversión fluctúa alrededor del medio millón de US\$, se puede concluir que se recupera la inversión aproximadamente en un año si se consideran los otros costos operativos (gastos de compresión, personal y otros).

**Cuadro N° 12: Composición del Precio de Venta del Gas Natural Vehicular**

Rubro	US\$/ mil m <sup>3</sup>	Participación
Gas en Boca de Pozo	30,3	7,3%
<b>Total Red Principal</b>	<b>46,2</b>	<b>11,1%</b>
Otras Redes de Distribución	15,2	3,6%
Margen Estación de Servicio	258,3	62,0%
IGV	66,5	16,0%
<b>Total con IGV</b>	<b>416,5</b>	<b>100,0%</b>

\* Se considera un precio en boca de pozo menor al de otros clientes debido al compromiso del concesionario de otorgar un precio de promoción para el GNV de US\$ 0.8 por MMBTU por un período de seis años.

Fuente: GART - OSINERGMIN.

Elaboración: Propia.

**Cuadro N° 13: Margen de Utilidad de las Estaciones de Servicio**

Economía de la Estación de Servicio	
Vehículos	1,000 Vehículos/Día
Consumo Unitario Diario	10 m <sup>3</sup> /Día-Vehículo
Consumo Diario	10,000 m <sup>3</sup> Día
Margen	258.3 US\$/mil m <sup>3</sup>
Ingreso	2,583 US\$/Día
	<b>942,830 US\$/Año</b>

Fuente: GART – OSINERGMIN

Elaboración: Propia.

A diferencia del sector de Gas Natural Vehicular, un sector que ha mostrado un escaso crecimiento es el residencial (consumo menor a 300 m<sup>3</sup>/mes), donde las redes habilitadas con gas natural están preparadas para abastecer a 40 mil clientes pero en la práctica solo abastece al 10% de dicha capacidad.

Entre los principales factores que han determinado una baja masificación del gas natural en el sector residencial se encuentran *la baja especialización de los usuarios respecto al manejo de los precios relativos del gas natural (GN) versus los sustitutos* (GLP, Electricidad) y el mantenimiento de dicha diferencia a largo plazo; *los altos precios que cobra el concesionario para la conversión al sistema de gas natural* (cerca de 3,000 soles por conversión; esto incluye Tubería de Conexión, Acometida e Instalación Interna<sup>23</sup>); *el poco aprovechamiento de las ventajas relativas al gas por un tema vinculado al presupuesto familia*<sup>24</sup>, este último aspecto, asociado a *las pocas opciones de financiamiento*<sup>25</sup>, algunos también lo atribuyen a la poca promoción realizada por el concesionario sobre las ventajas del uso del gas natural.

<sup>23</sup>. La instalación interna no es regulada.

<sup>24</sup>. Ante los altos costos de la instalación interna, conversión, bajo consumo, y pocas opciones financieras, se opta por la conversión más barata (sólo cocina) y no por el mayor uso de la red interna. Además, pocos se convencen de las ventajas del GN por el alto costo de la instalación interna y la conversión.

<sup>25</sup>. Hoy sólo el Concesionario ofrece un financiamiento a 3 años con una tasa mensual cercana al 1,5%. Si bien COFIDE tiene una línea de crédito preparada y la regulación permite el cobro de los préstamos en el recibo, el mecanismo aún no ha funcionado.

Sin embargo, grandes empresas están aprovechando las ventajas del uso del gas natural en sus procesos productivos, a través de la reducción de sus costos y ganancias en eficiencia y competitividad en los distintos sectores. Al respecto, los Cuadros N° 14 y N° 14-A muestran los consumos de las empresas que usan el gas natural durante el año 2005 y el período enero-agosto de 2006 respectivamente.

**Cuadro N° 14: Consumo de Gas Natural por Empresa /Año 2005**

Empresa	2005 - m <sup>3</sup>	2005 - m <sup>3</sup> /DC	%
Eievensa	538,262,691	1,474,692	61%
Edegel	138,745,962	380,126	16%
GNLC(*)	48,541,593	132,991	5%
Sudamericana de Fibras	31,289,017	85,723	4%
Alicorp	16,537,089	45,307	2%
Cerámica San Lorenzo	15,115,358	41,412	2%
Owens-Illinois Perú	12,894,805	35,328	1%
Pluspetrol Pisco	51,751,042	141,784	6%
Corporación Cerámica	6,802,286	18,636	1%
Cerámica Lima	24,296,027	66,586	3%
Minsur	1,740,478	4,768	0%
Aceros Arequipa	2,093,766	5,736	0%
<b>Total</b>	<b>888,070,114</b>	<b>2,433,089</b>	<b>100%</b>

m<sup>3</sup>/DC: m<sup>3</sup> por día calendario

(\*) Considera volúmenes reportados por TGP, gran parte a la distribución a clientes del mercado regulado

Fuente: GART-OSINERGMIN, Anuario Estadístico 2005  
Elaboración: Propia

Un aspecto a resaltar respecto de los destinos de uso de gas natural es su utilización en la generación eléctrica, que en el año 2005 representó el 76% mientras que el período enero-agosto de 2006, ha representado el 63% del destino de uso del gas natural tal como se muestra en los Cuadros N° 15 y N° 15-A

**Cuadro N° 14-A: Consumo de Gas Natural por Empresa / 2006 Enero-Agosto**

Empresa	2006 - m <sup>3</sup>	2006 - m <sup>3</sup> /DC	%
Eievensa	264,658,125	1,089,128	36%
Edegel	103,624,265	426,437	14%
GNLC(*)	108,783,872	447,670	15%
Sudamericana de Fibras	20,527,849	84,477	3%
Alicorp	10,894,611	44,834	1%
Cerámica San Lorenzo	13,300,508	54,735	2%
Owens-Illinois Perú	8,306,407	34,183	1%
Pluspetrol Pisco	35,213,414	144,911	5%
Corporación Cerámica	4,713,426	19,397	1%
Cerámica Lima	18,253,552	75,117	2%
Minsur	9,109,783	37,489	1%
Aceros Arequipa	10,015,943	41,218	1%
Cementos Lima	7,878,657	127,075	4%
UTI	37,477,434	407,363	13%
<b>Total</b>	<b>652,757,846</b>	<b>3,034,034</b>	<b>100%</b>

m<sup>3</sup>/DC: m<sup>3</sup> por día calendario

(\*) Considera volúmenes reportados por TGP, gran parte a la distribución a clientes del mercado regulado

Fuente: GART-OSINERGMIN  
Elaboración: Propia

**Cuadro N° 15: Consumo de Gas Natural por Tipo de Uso / 2005**

Tipo de Uso	2005 - m <sup>3</sup>	2005 - m <sup>3</sup> /DC	%
<b>Generación Eléctrica</b>	677,008,653	1,854,818	76%
<b>Gran Industria</b>	109,028,349	298,708	12%
<b>Empresas Distribuidoras</b>	48,541,593	132,991	5%
<b>Otros</b>	53,491,520	141,784	6%
<b>Total</b>	<b>888,070,115</b>	<b>2,428,301</b>	<b>100%</b>

m<sup>3</sup>/DC: m<sup>3</sup> por día calendario

Fuente: GART-OSINERGMIN-Anuario Estadístico

**Cuadro N° 15-A: Consumo de Gas Natural por Tipo de Uso / 2006 Enero-Agosto**

Tipo de Uso	2005 - m <sup>3</sup>	2005 - m <sup>3</sup> /DC	%
Generación Eléctrica	405,759,824	1,922,929	63%
Gran Industria	93,890,953	481,035	16%
Empresas Distribuidoras	108,783,872	447,670	15%
Otros	44,323,197	182,400	6%
<b>Total</b>	<b>652,757,846</b>	<b>3,034,034</b>	<b>100%</b>

m<sup>3</sup>/DC:m<sup>3</sup> por día calendario

Fuente: GART-OSINERGMIN

### 4.3. Clientes

El número de clientes de gas natural de Camisea, al 31 agosto de 2006, es de 3,886; de dicho total 3,874 son clientes regulados y 12 son clientes independientes. El incremento del número de clientes respecto a agosto de 2005 fue de 3,291, que en su totalidad correspondió al incremento del número de clientes regulados (véase el Cuadro N° 16).

**Cuadro N° 16: Evolución del Número de Clientes**

	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06
Consumidores Iniciales	9	9	9	9	9	9	9	9
Generadores Eléctricos	2	2	2	2	2	2	2	2
Categoría A	1,760	1,992	2,325	2,665	2,875	3,134	3,443	3,752
Categoría B	6	7	7	9	12	13	16	19
Categoría C	52	58	67	70	79	85	85	85
Categoría D	16	16	16	14	13	13	15	16
Categoría D-GNV	2	2	2	2	2	2	2	2
Independiente							1	1
<b>Total</b>	<b>1,847</b>	<b>2,086</b>	<b>2,428</b>	<b>2,771</b>	<b>2,992</b>	<b>3,258</b>	<b>3,573</b>	<b>3,886</b>

Fuente: MINEM, GFHL - OSINERGMIN

Respecto a la evolución del consumo de los clientes, el Cuadro N° 16-A muestra la evolución del consumo de gas natural por parte de los clientes regulados y según las categorías tarifarias establecidas por el OSINERGMIN.

**Cuadro N° 16-A: Consumo de Gas Natural por Tipo de Consumidor (m<sup>3</sup>)**

	Ene-06	Feb-06	Mar-06	Abr-06	May-06	Jun-06	Jul-06	Ago-06	Total
Categoría A	29,445	31,658	37,010	46,298	48,930	53,859	64,959	72,208	384,367
Categoría B	23,454	24,551	30,809	48,507	85,550	100,695	103,045	146,823	565,433
Categoría C	4,823,520	5,145,306	6,575,258	7,732,749	9,294,193	9,669,073	9,348,474	10,333,518	62,922,092
Categoría D	5,538,907	5,448,494	6,065,527	5,203,975	5,314,000	5,467,447	5,686,707	6,188,926	44,913,981
<b>Total</b>	<b>10,415,326</b>	<b>10,650,008</b>	<b>12,708,604</b>	<b>15,031,529</b>	<b>14,742,673</b>	<b>15,291,075</b>	<b>15,203,185</b>	<b>16,741,474</b>	<b>108,783,872</b>

Fuente: MINEM, GFHL-OSINERGMIN

### 4.4. Futuro de Cada Tipo de Cliente (principales temas / dificultades)

Se espera que el incremento de clientes residenciales se de en forma gradual, esto puede ser posible en la medida que exista una importante campaña de difusión del ahorro que representa el usar gas natural en la vida cotidiana, no sólo para cocinar, sino también para calentar agua, para ducharse, es decir reemplazar la termo eléctrica, y otros usos en los cuales se empiecen a reemplazar los electrodomésticos por gasodomésticos. Por otro lado, es importante mencionar que un aspecto a impulsar son diversos mecanismos de financiamiento para incentivar el uso del gas natural tal como el que ha venido desarrollando COFIDE (Corporación Financiera de Desarrollo) para incentivar la conversión del parque automotor y el uso del GNV.

En el caso de los consumidores comerciales y de pequeña y mediana industria, a pesar que la proyección es pequeña, se estima que se incremente sustantivamente, por las mismas razones explicadas. En el caso de los clientes industriales, su interés es notorio, ya que por el volumen de energía que consumen sus ahorros son bastante significativos, y a pesar que deben hacer

inversiones en las instalaciones internas y equipos, recuperan su inversión en el corto o mediano plazo.

Por otro lado la normativa vigente tiene previsto un procedimiento para evaluar la viabilidad técnico económica de los nuevos suministros de gas natural y de ésta forma se presenta a la industria una opción de hacer viable su proyecto realizando un “aporte” o contribución económica para la conexión de su empresa al ducto de gas natural y poder beneficiarse de éste combustible. A esto se suma el efecto “comprobación” es decir el conocer de empresas que ya usan este combustible y han obtenido resultados positivos.

El GNV es un consumidor muy interesante que ha sobrepasado las expectativas iniciales, esto debido a que el programa de COFIDE ha permitido que sea accesible la conversión de vehículos a gas natural, gracias al mecanismo de “*chip inteligente*”, que permite ir descontando la cuota del financiamiento cada vez que el conductor llena de combustible su vehículo, y por otro lado la coyuntura de los elevados precios de los combustibles tradicionales hizo atractiva la conversión, por los ahorros que representa el consumir GNV. Por el momento hay sólo tres (03) gasocentros que están comercializando el GNV, se proyecta que en los próximos años su número se incremente, para el año 2007 se prevé que por lo menos diez más estén operativos.

En el caso de la generación de electricidad ya se están convirtiendo a ciclo simple y combinado algunas centrales térmicas y se prevé que con las modificaciones introducidas a la Ley de Concesiones Eléctricas se favorezca la aparición de nuevas centrales a ciclo combinado, que resultan más económicas en cuanto a generación se refiere.

Finalmente, con el desarrollo de los gasoductos regionales, se espera que la demanda de gas natural se incremente, dando paso a un proceso de masificación del consumo de gas natural, tanto en los procesos productivos como en el consumo a nivel residencial.

#### 4.5. Facturación

El monto facturado durante el 2005, por los servicios regulados por OSINERGMIN, asciende a cerca de 35 millones de dólares de los cuales la empresa trasportadora facturó el 87%, mientras el 13% restante correspondió a la empresa distribuidora.

**Cuadro N° 17: Facturación por Empresa / 2005**

Empresa	Independiente (Miles US\$)	Regulado (Miles US\$)	Total (Miles US\$)	Participación (%)
<b>Transportista</b>				
TGP	28,008	2,250	30,258	87%
<b>Distribuidor</b>				
GNLC	4,106	327	4,433	13%
<b>Total</b>	<b>32,114</b>	<b>2,577</b>	<b>34,691</b>	<b>100%</b>

Fuente: TGP y CALIDDA.  
Elaboración: Propia

Asimismo, las ventas efectuadas por Pluspetrol ascendieron a 161.20 millones de US\$ durante el año 2005, conforme se desprende sus Estados Financieros Auditados.

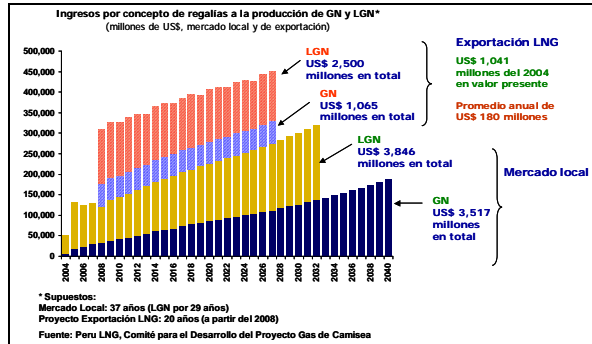
#### 4.6. Regalías

La empresa productora, Pluspetrol, de acuerdo con su Contrato de Licencia debe aportar regalías sobre el valor base de 37.24% de los hidrocarburos



fiscalizados, valorizados según lo establecido en la cláusula octava del Contrato de Licencia. El Gráfico N° 11 muestra un pronóstico de la evolución de las regalías durante la vida útil del proyecto.

**Gráfico N° 11: Evolución de las Regalías del Proyecto Camisea**



Elaboración: IPE.

Cabe resaltar, que el destino de las regalías de acuerdo a lo señalado en la Modificatoria de la Ley de Canon, Ley N° 28077, es de 20% para su uso en universidades públicas e inversión en investigación y el 80% restante para obras de infraestructura pública (ver Cuadro N° 18).

**Cuadro N° 18: Asignación de los Recursos Provenientes de las Regalías**

Destino de las Regalías	Porcentaje
Universidades Públicas e Inversión en Investigación	20%
Obras de Infraestructura	80%

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

## 5. Impacto Agregado

Debido a sus importantes beneficios, Camisea es una obra de interés nacional. La reducción de las tarifas eléctricas y el ahorro de costos por el uso del gas, se resume en el uso de una fuente combustible que ayudará a cambiar el perfil de la economía nacional, propiciando las condiciones requeridas para un proceso de industrialización eficiente. Por ello, ha estado en la agenda de tres distintos gobiernos.

### 5.1. Incidencia Económica

El proyecto Camisea, coloca al Perú en una posición privilegiada dentro de un contexto regional deprimido. En ese sentido, podemos afirmar que Camisea cambiará la matriz energética del país, ya que las industrias podrán pasar de usar combustibles fósiles más caros y contaminantes a usar el gas natural. Cabe resaltar que este proyecto tiene un potencial energético que es de aproximadamente seis veces el del proyecto hidroeléctrico Mantaro, hasta el momento el más grande a nivel nacional.

Su puesta en marcha representó el incremento de 1% del PBI. El proyecto demandó una inversión total de aproximadamente 1,600 millones de dólares. Durante su etapa de construcción ha generado cerca de 8 mil puestos de trabajo y más de 30 mil empleos de manera indirecta. Además, ha sido una importante instancia de capacitación en tareas especializadas. De toda la mano de obra, el 90% fueron recursos humanos de nacionalidad peruana; y de esta cantidad, el 60% provino de las propias comunidades nativas y campesinas.

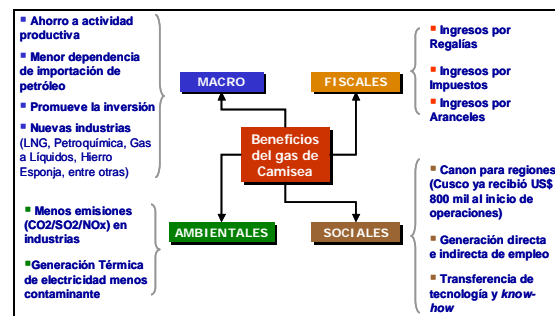
Este impacto se ampliará con la ejecución del proyecto de exportación, cuyo monto de inversión se estima en 2,150 millones de dólares. En cuanto al ahorro en combustible para la industria local, se estima que este se encuentra alrededor de los US\$ 552 millones.

## 5.2. Otros Impactos

Entre los principales impactos macroeconómicos a resaltar como consecuencia de la puesta en marcha del proyecto Camisea destacan: su incidencia sobre la generación de industrias paralelas (la petroquímica, la exportación del gas licuefactado); su impacto fiscal en cuanto que representa una nueva fuente de ingresos para el país por los impuestos, regalías y aranceles provenientes de esta actividad (ver Cuadro N° 19); su impacto sobre el proceso de descentralización debido a la importancia del canon gasífero que reciben las regiones que contribuyen al proyecto con la explotación de este recurso (ver Cuadro N° 20); su impacto sobre la balanza comercial (ver Cuadro N° 21) ya que se pasará de importar energía a exportarla y por último su incidencia sobre la generación directa e indirecta de empleo.

El Gráfico N° 12 muestra algunos de los principales beneficios que aporta el proyecto Camisea al país.

Gráfico N° 12: Otros Impactos del Proyecto Camisea



Fuente: IPE.

Cuadro N° 19: Ingresos del Gobierno Projectados al 2014 (Millones de US\$)

Ingresos del Estado (Millones de dólares)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Regalía	179	165	163	220	525	544	547	553	559	571
Imp. a la Renta	157	152	151	203	486	523	528	536	545	558
Canon	168	158	157	212	505	533	538	545	552	564
Fondos Regionales	22	21	20	28	66	68	68	69	70	71
Otros Gobiernos Central	67	62	61	83	197	204	205	207	210	214
<b>Total</b>	<b>336</b>	<b>316</b>	<b>315</b>	<b>423</b>	<b>1,010</b>	<b>1,067</b>	<b>1,075</b>	<b>1,089</b>	<b>1,104</b>	<b>1,129</b>

Fuente: COPRI (2000), Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88. MINEM, Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. Elaboración: OEE – OSINERGMIN.

**Cuadro N° 20: Impacto sobre el Presupuesto del Gobierno Regional del Cusco**

Presupuesto Regional del Cusco (Millones de dólares)	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Presupuesto sin Proyecto Camisea	148	163	179	197	217	239	262	289	318	349
Presupuesto con Proyecto Camisea	316	321	337	409	722	772	800	833	870	914
Impacto en el Presupuesto	113%	97%	88%	107%	233%	224%	205%	189%	174%	162%

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 Regional 2003. Gobierno Regional del Cusco, Plan de Desarrollo de Corto Plazo 2004. Elaboración: OEE – OSINERGMIN.

**Cuadro N° 21: Balanza Comercial Proyectada al 2014 (Millones de US\$)**

Producto	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Petróleo Crudo	-1,030	-1,115	-1,438	-1,497	-1,408	-1,387	-1,389	-1,325	-1,256	-1,181
X	199	163	151	126	104	83	64	43	22	0
M	-1,229	-1,278	-1,590	-1,623	-1,513	-1,409	-1,453	-1,368	-1,278	-1,181
Diesel	-544	-396	-303	-323	-300	-348	-419	-490	-563	-644
Gasolinas	-18	41	99	110	123	127	133	142	150	158
Residuales	230	168	242	245	247	247	246	242	240	235
Gasolina Natural	217	176	162	219	409	395	393	390	390	395
Kerosene	56	89	117	125	121	128	150	159	169	181
GLP	65	65	54	95	262	242	233	225	219	216
Turbo	19	59	101	97	94	91	90	88	86	84
Otros	210	192	197	193	188	184	184	184	183	183
Balanza Comercial sin LNG	-795	-721	-769	-734	-255	-310	-380	-384	-381	-372
Pv. de exportación LNG	0	0	0	0	524	524	524	524	524	524
Balanza Comercial con LNG	-795	-721	-769	-734	279	224	154	150	153	162

Fuente: Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014. Elaboración: OEE – OSINERGMIN.

**6. Comentarios Finales**

El uso del gas natural constituye una fuente relevante para la generación de electricidad y será un factor importante para estabilizar las tarifas eléctricas. Ello se debe a que con el gas natural se produce electricidad más barata que con el diesel y el residual. Por otro lado, diferentes industrias continuarán reemplazando fuentes de energía alternativas en sus procesos productivos reduciendo significativamente sus costos. Para los industriales -en promedio- el gas es 3 veces más barato que el GLP y que el diesel.

Por otro lado, el uso del gas natural viene teniendo un impacto importante en el transporte vehicular. Así, mientras más autos se conviertan a gas natural, éstos dejarán de consumir gasolinas y diesel (el Gas de Camisea es 66% más barato que las gasolinas y 50% más barato que el diesel).

Un aspecto a resaltar es el impulso que puede dar el gas natural a la creación de industrias paralelas y grandes proyectos asociados, como los de petroquímica, que permitirían el llamado eslabonamiento hacia adelante.

Respecto al proceso de descentralización, el gas natural ha representado un impulso importante a través de los aportes que vienen recibiendo los gobiernos locales y regionales por concepto de canon y regalías.

Finalmente, el consumo del gas natural reducirá la dependencia energética que tiene el país respecto al petróleo, cuyo precio en los últimos tres años ha tenido un incremento y una volatilidad importante, debido en gran medida por un contexto internacional que ha presionado al alza los precios de los combustibles. De allí la importancia de tener conocimiento de los beneficios de la utilización del gas natural en los procesos productivos, en el transporte y en la vida cotidiana.

**7. Bibliografía**

Adelman, M. (1962). "Natural Gas and the World Petroleum Market". *The Journal of Industrial Economics*. Supplement: The Supply & Price of Natural. 10: 76-112.

Campodónico, H. (1999). *La Industria del Gas Natural y su Regulación en América Latina*. Documento de Trabajo N° 68. Santiago de Chile: CEPAL.

COPRI (2000). Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88.

Espinoza, L. (2000). *Camisea: Impacto en el Sector Energético*. Mimeo.

García, R; A Vásquez (2004). *La Industria del Gas Natural en el Perú*. Documento de Trabajo N° 1. Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

Laffont J. y J. Tirole (1993). *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. Cambridge: MIT Press.

OSINERGMIN (2006). *Estudio para la Fijación de Tarifas de la Red Principal. Informe OSINERG – GART/DGN N° 009-2006*. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – OSINERG.

OSINERGMIN (2003). *Estudio para la Fijación de Tarifas de la Red de Transporte del Gas Natural de Camisea al City Gate*. Informe OSINERG – GART/DGN N° 019-2003. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – OSINERG.

OSINERGMIN (2004). *Tarifas Finales para las Otras Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao. Informe OSINERG – GART/DGN N° 015-2003*. Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – OSINERG.

Viscusi, W. Kip, John M. Vernon y Joseph E. Harrington (1995). *Economic Regulation and Antitrust*. 2nd Edition. Cambridge: The MIT Press.

#### Referencias Electrónicas

ECOPETROL, (2005) Glosario y Estadísticas.  
<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2005/otros/glosario.htm>

Energy Information Administration  
<http://www.eia.doe.gov/emeu/international/reserves.html>

MINEM. Plan Referencial de Hidrocarburos 2005-2014.  
[http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub\\_planreferen\\_2005-2014.asp](http://www.minem.gob.pe/hidrocarburos/pub_planreferen_2005-2014.asp)

#### 8. Anexos

##### Anexo N° 1

Un punto importante a considerar dentro de nuestro sistema comercial de energía es su heterogeneidad en cuanto a las unidades de medida, es decir, no existe una unidad única para todos los energéticos, por el contrario, la diversidad de presentación en la información puede causar confusión al realizar comparaciones con estándares de medidas distintas. Por ejemplo, se tiene que: la electricidad se vende en kilowatts / hora (kWh), los combustibles líquidos (GLP, gasolinas, kerosene, diesel y residuales) por unidad de volumen (galón o litro) y el gas natural en gigajoule y metros cúbicos (GJ y m<sup>3</sup>). Entre los principales conceptos y unidades de medida a considerar se encuentran:

- TPC = Tera Pies Cúbicos (10<sup>12</sup> Pies Cúbicos).
- GJ = Giga Joule =10<sup>9</sup> Joule (Unidad de Energía en el Sistema Internacional de Unidades).
- BTU = Unidad de Energía en el Sistema Inglés de Unidades, con un uso muy extendido en gas natural.
- 1 GJ = 0.948 Millón de BTU =1/3.6 MWh (Mega Watt Hora).
- 1 metro cúbico (m<sup>3</sup>) = 35.315 pies cúbicos (pc).
- Poder Calorífico del GN de Camisea = 40 GJ por millar de m<sup>3</sup> = 1.074 millón de BTU por millar de pc.

Anexo N° 2

**Diccionario de Ayuda al Usuario tomado de:**

<http://www.ecopetrol.com.co/especiales/estadisticas2005/otros/glosario.htm>

- **Barril (Petróleo):** Unidad de volumen igual a 42 galones US.
- **BTU = British Thermal Unit.:** Unidad Británica de Calor. Unidad de medida estándar que mide la cantidad de calor necesaria para incrementar la temperatura de una cantidad de agua equivalente a una libra, a un grado Fahrenheit o cercano a 39.2 °F. La unidad BTU es una medida conveniente la cual compara el contenido energético de varios combustibles.
- **Brent:** Marcador de Crudo para cotización en la bolsa, usado para el crudo del Mar del Norte.
- **Crudo:** Mezcla de hidrocarburos que existe en fase líquida en reservorios bajo tierra y que permanece a presión atmosférica después de ser recuperado del pozo. Se puede encontrar asociado con gas, sulfuros y metales.
- **Contrato de Concesión:** Una determinada área concedida a una compañía para la exploración de crudo y/o gas bajo términos y condiciones específicas y por un período de tiempo fijo.
- **Contrato de Asociación:** Tipo de contrato en que el riesgo, en la etapa exploratoria, lo asume totalmente la compañía asociada y en la etapa de explotación, se conforma una operación conjunta y la inversión, dirección y producción son compartidas.
- **EIA:** Energy Information Administration
- **Energía Renovable:** Recursos energéticos continuamente disponibles o renovables; por ejemplo: solar, eólica, mareas, biomasa, geotérmica, etc.

- **Gas Natural Seco:** también conocido como Gas natural grado-consumidor. Los parámetros para medirlo son los pies cúbicos a 60 ° F y 14.7 lbf/pulg<sup>2</sup>.
- **Gija:** Equivalente a un billón:  $1 \times 10^9$
- **Hidrocarburo:** Compuesto químico orgánico formado por hidrógeno y carbono en cualquiera de sus fases, líquida, sólida o gaseosa. La estructura molecular de un hidrocarburo varía desde la más simple, como por ejemplo el metano - que forma el gas natural – hasta estructuras muy pesadas y complejas.
- **Hidrógeno:** Elemento incoloro, inodoro, insaboro y altamente inflamable. Es el más ligero de los todos los gases y el elemento más abundante en el universo. Se encuentra corrientemente asociado con el oxígeno formando agua, pero también está presente en ácidos, bases, alcoholes, petróleo y otros hidrocarburos.
- **IEA:** International Energy Agency.
- **LNG:** Liquefied Natural Gas. Gas Natural, principalmente metano, que se licua reduciendo su temperatura a -260 ° F a presión atmosférica
- **LPG:** Liquefied Petroleum Gases. Grupo de gases con base en hidrógeno derivados de crudo refinado o gas natural fraccionado. Incluye etano, etileno, propano, propileno normal-butano, butileno, isobutano e isobutileno. Por conveniencia en su transporte, estos gases se licuan por presurización
- **Metano:** Gas incoloro, inodoro e inflamable de fórmula química CH<sub>4</sub>. Principal componente del gas natural; es fuente importante de hidrógeno en gran variedad de procesos químicos.
- **Sector del "downstream":** Término utilizado en el sector petrolero que se refiere al aprovechamiento del gas natural.

- **Sector del "upstream":** Se refiere a la exploración y explotación del petróleo.
- **Reinyección:** Se le denomina a la inyección de gases a presión para recuperar el petróleo de una fuente.
- **Represurización:** Inyección de fluidos presurizados - gas, agua o aire - dentro de un pozo para efectuar su recuperación.
- **Reservas posibles:** Estimado de reservas de crudo o gas en base a datos geológicos o de ingeniería, de áreas no perforadas o no probadas.
- **Reservas probables:** Estimado de las reservas de crudo y/o gas en base a estructuras exploradas, pero requiriendo confirmación más avanzada para poderseles clasificar como reservas probadas.
- **Reservas probadas:** Cantidad de crudo y gas que se estima recuperable de campos conocidos, bajo condiciones económicas y operativas existentes.
- **Reservas recuperables:** Proporción de hidrocarburos que se pueden recuperar de un yacimiento empleando técnicas existentes
- **West Texas Intermediate:** Marcador de crudo para cotización en la bolsa.

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería  
OSINERGMIN  
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