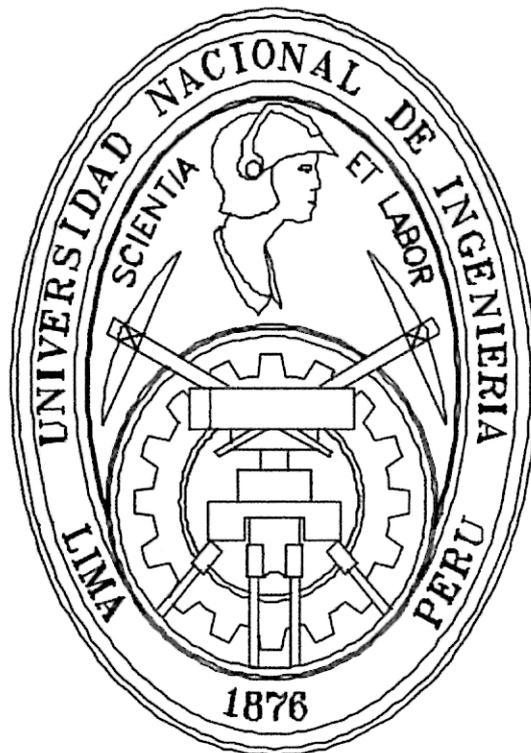


**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA**

**FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA**



**“ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE NUEVA  
INFRAESTRUCTURA EN REDES DE DISTRIBUCION DE GAS  
NATURAL - CASO PUCALLPA / PERU”**

**TESIS**

**PARA OPTAR POR EL TITULO DE INGENIERO MECANICO**

***BACH. DENIS MANUEL LAU PONCE***

**PROMOCION 2006 – II**

**LIMA - PERU**

**2009**

*Dedicado a todos aquellos peruanos anónimos y no anónimos que desde sus “posiciones” despliegan con convicción sus esfuerzos para crear un país prospero; con mayor educación, oportunidad, justicia y equidad.*

*“...Una de las cosas que noto, cuanto más viajo y más vivo es que la inteligencia y el esfuerzo están distribuidos uniformemente en todo el mundo. Pero la oportunidad, la inversión y la organización No...”*

*Bill Clinton, Ex- presidente EEUU.*

**ESTRATEGIA PARA EL DESARROLLO DE NUEVA  
INFRAESTRUCTURA EN REDES DE DISTRIBUCION DE GAS  
NATURAL - CASO PUCALLPA / PERU  
TABLA DE CONTENIDOS**

<b>PROLOGO</b>	<b>1</b>
<b>CAPITULO 1. INTRODUCCIÓN</b>	<b>6</b>
1.1 Antecedentes y Justificación	7
1.2 Objetivo	18
1.3 Marco Legal	19
<b>CAPITULO 2. FUNDAMENTO</b>	<b>21</b>
2.1 Descripción de la Estrategia	70
2.2 El Gas Natural Seco de Aguaytia, Características	73
2.2.1 Uso Actual del Gas Seco	76
2.2.2 Energéticos Utilizados en la ciudad de Pucallpa	78
2.3 Mercado y Demanda de Gas natural	85
2.3.1 Demanda del Sector Industrial	91
2.3.2 Demanda del sector Comercial y Residencial	119
2.3.3 Demanda del Sector Vehicular	121
2.4 Oferta, Reservas y Producción de Gas natural	127
2.5 Bases y Criterios para definir la Viabilidad Técnico – Económico	130
2.6 Especificaciones Técnicas Generales	143
<b>CAPITULO3. INGENIERIA BASICA RED DE DISTRIBUCION</b>	<b>144</b>
3.1 Sistema de Estación de Regulación y medición Principal de la Selva (ERMPS)	145
3.1.1 Bases de diseño	145
3.1.2 Estación de Regulación y Medición Principal (ERMPS)	147

3.1.3 Cálculo, Selección y descripción de componentes	148
<b>3.2 Red de Ductos</b>	<b>156</b>
3.2.1 Bases de diseño	156
3.2.2 Ruta / Red de Ductos	157
3.2.3 Cálculos	161
3.2.4 Estaciones de Regulación y Medición Industrial (E.R.M.I)	173
3.2.5 Sistema de protección catódica y Sistemas Conexos	187
<b>4. DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA</b>	<b>189</b>
<b>4.1 Identificación de Roles y Actores</b>	<b>190</b>
<b>4.2 Análisis Financiero</b>	<b>199</b>
4.2.1 Desarrollo Financiero	199
4.2.2 Análisis Costo Beneficio VAN / TIR	203
<b>4.3 Desarrollo de la Viabilidad Técnico Económica</b>	<b>219</b>
<b>5. CONCLUSIONES</b>	<b>222</b>
<b>5.1 Conclusiones</b>	<b>222</b>
<b>5.2 Recomendaciones</b>	<b>226</b>
<b>REFERENCIA BIBLIOGRAFICA</b>	<b>227</b>
<b>ANEXOS</b>	
<b>PLANOS</b>	

## PROLOGO

Durante los últimos 3 años en Lima, Capital del Perú la llegada del Gas natural inicio un cambio de matriz energética. Lima y Callao concentran el mayor porcentaje de la actividad productiva del Perú, por ello se convirtió en el mercado natural para consumir los recursos gasíferos ubicados en el margen del río Camisea.

El Proyecto Camisea contempla la explotación, transporte distribución y comercialización de Gas Natural (GN), además de la exportación de los derivados de GNL's.

En Lima la empresa Gas Natural de Lima y Callao (GNLC) es la encargada de la distribución y comercialización de GN. La etapa de distribución se diferencia particularmente de las demás etapas por introducir un grado de sensibilidad en sus actividades, como resultado del “contacto” con el usuario final, de tal manera que intervienen en la sensación de “mejora de sus condiciones normales de vida u operación” por parte de los usuarios del sector residencial e industrial respectivamente; además a diferencia de gran parte de los otros servicios regularmente provistos (electricidad, agua, telecomunicaciones) se debe realizar **nueva infraestructura** para su suministro.

Luego de iniciada la distribución (9 primeros clientes industriales) GNLC fue permanentemente alertada sobre la velocidad de atención (ver las noticias de Julio - Dic 2005) a los suministros solicitados en el sector industrial. Recordemos que en el transcurso del año 2003 – 2004 se generaron adendas al contrato BOOT de distribución por ejemplo se modifican las metas de instalación del sector residencial (económicamente menos atractivo para GNLC) modificando “instalación efectiva” por el de “instalación a puerta de predio”, por otro lado el sector de Gas natural Vehicular (GNV) estuvo también posteriormente afectado generando un desabastecimiento en los meses de Julio, Agosto y Septiembre del año 2006 estos hechos desalentaron el aumento del mercado.

Existen opiniones que atribuyen esta falta de velocidad a la política general del grupo Suez propietaria de GNLC, (las operaciones de Suez Energy en el mundo están básicamente orientadas a la generación de electricidad y no a la distribución de GN) también a la discutida Garantía por Red de Ductos Principal (GRP), el presente documento no se encarga de detallar ninguno de los anteriores enfoques.

Por el contrario el enfoque para la ampliación de cobertura está sostenido de un componente fuertemente técnico; producto de la participación del autor en la construcción y puesta en marcha del gasoducto de una extensión estimada de 4.5 Km que provee de GN a un “cliente Libre” en la ciudad de Pisco - Ica (fuera de la zona de concesión de GNLC), proyecto que involucro una importante cantidad de variables que se encuentran regularmente en los denominados “clusters” de distribución ubicados dentro de las zonas regulares de concesión. (Toma de GN a presión de 60 – 90 Bar, sistemas principales de regulación y medición, sistemas de dosificación de odorante, protección activa y pasiva de tubería, el uso de tubería de acero para la distribución regular a 14 bar y de tubería de polietileno HDPE para la distribución regular menor a 2 bar además de sistemas diversos de combustión)

El entrenamiento del autor proveído por empresas con un importante grado de experiencia (en sus respectivos países y el mundo) procedentes de Alemania, Canadá, Brasil, Argentina y Colombia permitieron formar opinión consistente sobre los sistemas típicos necesarios para la provisión de GN y los costos asociados a su implementación.

Enfrentar, posteriormente, las consideraciones del distribuidor GNLC, para la provisión del servicio y los gastos (que indicaba el distribuidor) se debía incurrir para ampliar la cobertura energética, género en el autor la sensación de un caso de inequidad. Este enfoque (posteriormente enriquecido) es el origen de la motivación de escribir el presente documento.

Paralelamente, dentro de la ciudad de Lima, en zonas no provistas por GNLC pero ubicadas dentro de la zona de concesión el autor pudo encontrar diversos

conglomerados y asociaciones - generalmente de empresarios - que solicitaban la ampliación de cobertura pero la velocidad de respuesta del distribuidor no era necesariamente ejemplar.

Como parte de una asignación laboral, viajó a la ciudad de Pucallpa (Julio 2006) ubicado en la selva del Perú, para recopilar información sobre los conglomerados industriales que manifestaban un tibio interés por ser provistos de GN, recordar que en la ciudad de Pucallpa opera la empresa MAPLE S.A como operadora de la planta de fraccionamiento del proyecto energético Aguaytia (Transporte y suministro de GN a la central Termoeléctrica de Aguaytia y la central Termoeléctrica de Yarinacocha, esta última in operativa).

De esta manera el documento logra articular la información provista (Sistemas típicos de distribución e información detallada de consumidores finales) e inscribirla en la realidad económica que atraviesa el Perú, de tal forma que en base a algunos supuestos se planteen líneas de acción que permitan establecer las consideraciones fundamentales para el “**desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de GN**”.

A la fecha de elaboración del presente documento la norma “**Procedimientos y Métodos de Cálculo para la Determinación de la Viabilidad Técnico-Económica de Nuevos Suministros de Gas Natural**”. Aprobada mediante Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG N° 263-2005-OS/CD señala la metodología que permite el análisis de la viabilidad del proyecto, el desarrollo favorable de la metodología contemplada se convertiría en un pilar fundamental para el desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de GN.

Se advierte que el enfoque tarifario no contempla un desarrollo particular y la tarifa es establecida como **supuesto**, además el enfoque producto de la reducción de los gases de efecto invernadero (GEI) y su equivalente en bonos de carbono no están contempladas en el flujo de caja, pero se desarrollan en el anexo de tal manera de estimar su equivalente económico.

Por el alcance de la investigación y literatura consultada, el enfoque del presente documento lo convierte en inédito en el ámbito nacional muy por el contrario existe abundante información sobre estudios que justifican la ampliación de cobertura energética y lo relevante de los vínculos entre inversión en infraestructura y desarrollo.

Finalmente producto de la variedad de literatura consultada (con incidencia en literatura económica) el espíritu del presente documento es conducir al lector - mediante referencias comparativas constantes (del Perú su condición en la región de Latinoamérica y respecto a otras regiones en el planeta) a la conclusión que el camino para permitir **reducir la pobreza y la inequidad** debe involucrar necesariamente la inversión en nueva infraestructura de servicios productivos, además efectivamente la experiencia internacional señala que el sector privado y el público deben asociarse e innovar en los métodos de involucrar a los sectores en situación de pobreza dentro de la ejecución de sus proyectos lo que permite generar prosperidad en un ambiente de paz social.

## ABREVIACIONES Y ACRONIMOS

<b>AFNP</b>	Activos Fijos No Productivos
<b>AP</b>	Alta Presión
<b>BP</b>	Baja Presión
<b>BN</b>	Beneficio Neto
<b>BOOT</b>	Build, Own, Operate and Transfer
<b>CAE</b>	Tasa de Descuento
<b>CAPEX</b>	Costo de Inversión, suministros, etc
<b>C+</b>	Escenario Conservador positivo
<b>C0</b>	Escenario Conservador Cero
<b>CT</b>	Central Térmica
<b>DOE</b>	Departamento de Energía - “Department of Energy”
<b>EIA</b>	Estudio de Impacto Ambiental
<b>EPC</b>	Costo de Material, Ingeniería y Construcción
<b>GLP</b>	Gas Licuado de Petróleo
<b>GN</b>	Gas Natural
<b>GNL</b>	Gas Natural Líquido
<b>GNV</b>	Gas Natural Vehicular
<b>Ind.</b>	Industrias
<b>MEN</b>	Ministerio de Energía y Minas
<b>MP</b>	Media Presión
<b>OPEX</b>	Costo de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización
<b>OR</b>	Otras Redes (media y baja presión)
<b>OSINERG</b>	Organismo Supervisor de Inversión en Energía
<b>PE</b>	Punto de Encuentro
<b>RD</b>	Redes de Distribución

## UNIDADES DE MEDIDA

<b>OSINERG</b>	Organismo Supervisor de Inversión en Energía
<b>PE</b>	Punto de Encuentro
<b>RD</b>	Redes de Distribución

### **EQUIVALENCIA MONETARIA**

**1US\$(dólar americano) 3.20 Nuevos Soles.**

## AGRADECIMIENTOS

Este documento no hubiese podido ser desarrollado sin el apoyo invaluable de mi madre Elvira Ponce, además entre párrafos y párrafos esta depositado parte del tesón, del cual soy testigo, ella desplegaba para cumplir su función de maestra en las periferias más excluidas de Lima. A mi padre por introducir el espíritu crítico en mí día a día, a mi hermana Gladys por cuidarme en distintas etapas de mi vida, a Mariella mi hermana por darme la oportunidad de iniciar mi sueño y financiar el desarrollo de esta investigación, a mi hermano Joel por su contagiante disposición a la vida, a Gloria mi amiga y compañera mi agradecimiento hacia a ti junto con el recuerdo de lo vivido siempre estará presente a lo largo de mi vida también a Liz por su valiosa y corta amistad, a Anni -mi futura esposa- por encargarse de incorporar a la realidad a aquel generoso ser humano que comparte mis sueños, mi opinión de la vida y solo existía en la imaginación.

A todos aquellos que mediante sus acciones, apreciaciones o producción intelectual permitieron establecer mis parámetros de vida tal como los conozco, sin ninguno orden en particular a Carl Macek por inculcarme la importancia de la esperanza en el retorno, a la gente de Takara Co. Ltd. Por introducir en mí esa extraña fascinación por la mecánica a Mr. Gene Roddenberry gracias a su genio creativo permitieron encauzar mis motivaciones personales, a David E. Kelley por mostrarme que la soledad paradójicamente siempre viene acompañada, a Matt Groening y su genio creativo que permitió descubrir a mi alter-ego, a la Universidad de Ingeniería (UNI) mi Alma Mater por permitirme transitar libremente entre su pasado glorioso y su extraño presente, al Ing. Carlos Herrera Descalzi por su ejemplar particular preocupación por el país y por los peruanos además de su valiosa presencia en la gestión pública. A mis amigos (todos) por su paciencia y buen humor para conmigo, a la distancia a Pepita, Felix, Lucho, Jaime, Rusbelt, Genry, Yhony, Caliz, Pepe, Hugo (siguen nombres) y todas aquellas personas que conocí en mis viajes (esporádicos) recorriendo el Perú por demostrarme primero lo afortunado que soy, segundo la ineludible necesidad de generar

prosperidad y tercero permitirme comprender la responsabilidad (y el orgullo) de haber nacido en una tierra “benedicida por la abundancia”.

Además debo agradecer a aquellas personas que tuvieron la deferencia de revisar y permitir enriquecer con sus comentarios el presente documento al Ing. Daniel Gamio Briceño (Ing. Proyectos de Tractebel Industrias Services. S.R.L), al Ing. Manuel Reyes Campana (Presidente del Capítulo Departamental de Ing. Mecánica del Colegio de Ingenieros del Perú), al Ing. Rodolfo Zamalloa López a mi asesor el Ing. Walter Galarza Soto por su paciencia y su importante presencia aún en las aulas de la Universidad de Ingeniería.

Finalmente a los funcionarios del Banco Interamericano de Desarrollo (B.I.D) que permiten compartir sin ningún interés sus valiosos estudios, a los funcionarios del Banco Mundial (B.M) en particular al Sr. Mario Giugale por esa contagiosa actitud “docente” sobre los números en el tiempo su vínculo con la pobreza y el día a día de los ciudadanos, esto último es el espíritu del documento. A todos buenos peruanos, funcionarios públicos, que aún confían y apuestan por un estado Técnico y Eficiente, agradecerles por su persistente actitud.

## CAPÍTULO 1

### INTRODUCCIÓN

El presente documento se orienta a realizar un análisis breve y selectivo de los mecanismos técnicos y legales que permiten establecer las bases para el desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de gas natural, exclusivamente en zonas donde existiendo el recurso gas natural no existiese infraestructura para esta cobertura energética de este tipo.

Se analiza **EXCLUSIVAMENTE** el caso de la Ciudad de Pucallpa, ubicado en la Selva Peruana a 475 Km al noroeste de la ciudad de Lima, Capital del Perú. En la periferia de la Ciudad de Pucallpa se ubica la planta de fraccionamiento - propiedad de Aguaytia Energy S.R.L – la cual es el lugar de recepción y punto de paso respectivamente de dos ductos. Ambos parten del campo de gas de Curimana, un poliducto que actualmente transporta los líquidos de gas natural y un gasoducto (cuyo objetivo inicial es transportar y suministrar de Gas natural a la Central Térmica de Yarinacocha) la cual aún se encuentra sin operación.

De lo anterior se desprende que aún existiendo infraestructura construida para el transporte de Gas Natural (GN) - suficientes reservas y capacidad del gasoducto, como se analizara más adelante - no es utilizada para atender el sector industrial, comercial y residencial.

El Desarrollo del presente documento está planteado, por etapas para que los lectores (funcionarios de Gobiernos regionales y locales, funcionarios de Organismos de Regulación, funcionarios públicos, consultores, responsables Académicos e interesados en el tema) se permitan formar opinión sobre las consideraciones básicas para la ampliación de este tipo de cobertura energética.

Los resultados obtenidos de los tópicos desarrollados (i) Mercado de Gas Natural, (ii) Oferta de Gas natural, (iii) Ruta e Ingeniería básica de la Red de Distribución de GN, (iv) Análisis Financiero están dirigidos posteriormente a permitir desarrollar la evaluación de la viabilidad Técnico Económico del nuevo suministro de gas natural. El autor estima este desarrollo como fundamento de la estrategia propuesta. En el desarrollo del análisis financiero se desestima los subsidios salvo que demuestren su fortaleza para justificar la ampliación del servicio.

### **1.1 Antecedentes y Justificación.**

El yacimiento de Aguaytía se encuentra localizado en la provincia de Curimaná – Ucayali, a 75 Km. al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 Km. Al noreste de la ciudad de Lima. Este yacimiento cuenta con reservas probadas de 0.44 Terapias Cúbicas (TPC) (comparativamente las reservas del lote 88 Camisea I representa 16 veces las reservas probadas de Aguaytía [1.1]) de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural (LGN). El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp. (1994), pero posteriormente esta empresa cedió a Aguaytía Energy del Perú S.R.L. su participación en el Contrato de Licencia, mediante una modificatoria firmada en 1996.

De esta manera Aguaytía entró en operación comercial en 1998, la producción promedio campo es de 4,400 barriles de LGN diarios y 56 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural seco. El proyecto

cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1,400 barriles por día (BPD) de GLP y 3,000 BPD de gasolinas [1.2].

Estos productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto que comprende una parte de Ucayali (Pucallpa), donde se expende principalmente GLP, así como parte de Loreto y zonas aledañas de Huanuco. La cadena de comercialización también alcanza a abastecer gasolinas y GLP a parte de la sierra central de Junín y Lima.

En la actualidad los precios internacionales del petróleo y de sus derivados han demostrado una permanente tendencia irregular hacia el alza (índices WTI últimos 5 años), llegando en muchas oportunidades a picos históricos, para el Perú un importador neto de Hidrocarburos un aumento rápido en el precio del petróleo debilita fuertemente el crecimiento económico y agrava la situación de pobreza. A continuación se señala los criterios generales que justifican la elaboración del presente documento.

- (i) Acceso a Servicios Energéticos Modernos
- (ii) Ampliación de cobertura Energética
- (iii) Justificación sobre la Salud
- (iv) Sostenibilidad del Medio Ambiente

[1.1] *La Industria del Gas Natural en el Perú - Documento de Trabajo N°1 / OSINERG / 2004 / Lima - Perú*  
pag. 7  
[1.2] Fuente Aguaytia Energy, ver [www.aguaytia.com](http://www.aguaytia.com)

**(i) Acceso Servicios Energéticos Modernos.**

La literatura económica en general establece que existe una fuerte relación entre la provisión de servicios energéticos y la reducción de la pobreza, está es señalada claramente durante la cumbre mundial sobre el desarrollo Sostenible (CMDs) e introducido en la implementación del plan de Johannesburgo (PDIJ) [1.3].

Documento en el que se apela a la comunidad internacional a: **“Adoptar Acciones conjuntas y optimizar esfuerzos para trabajar colectivamente en todos los ámbitos a fin de mejorar el acceso a servicios energéticos regulares y de bajos costo para alcanzar el suficiente desarrollo sostenible para facilitar el logro de los ODMs, incluyendo el Objetivo de reducir a la mitad el número de personas en condiciones de pobreza hasta el año 2015 y como vía para generar otros servicios importantes que mitiguen la pobreza, teniendo en cuenta que el acceso a servicios energéticos facilita la erradicación de la pobreza.”** [1.4].

Una reducción en el uso intensivo de Biomasa, para el caso de la región Ucayali y de la ciudad de Pucallpa particularmente de la Leña [1.5], tendrá una incidencia directa en limitar la carga de tiempo invertida por personal recolector, (por la estructura del negocio usualmente niños y niñas jóvenes) lo que a la larga permitirá aumentar sus oportunidades para la educación y la generación de ingresos. Igualmente la reducción del uso intensivo de biomasa incide necesariamente en la mejora sobre ecosistemas muy frágiles.

Es importante señalar que un método que permite de determinar la ubicación de los “pobres en energía” (ver OMD’s) es establecer la dependencia de un colectivo a combustibles de biomasa sólida tradicional (leña, carbón o estiércol).

[1.3] *Servicios Energéticos (necesarios) para los objetivos del desarrollo del milenio / vija y Modi, Susan mc dad, otros. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - Banco Mundial, Washington DC 20433 USA – 2005 Pág. 20.*

[1.4] *ESMAP Business Plan 2002-2004 - Banco Mundial Washington*

[1.5] *Combustible energético que se obtiene directamente de recursos biológicos.*

**Grafico Nº 101 Número de Personas que dependen de combustibles de biomasa tradicional para cocinar y como medio de calefacción en países en vías de Desarrollo**

	<b>Millones</b>	<b>% de la población total</b>
China.	706	56
Indonesia.	155	74
El resto de Asia del Este.	137	37
India.	585	58
El resto de Asia del Sur.	128	41
América Latina.	96	23
África del Norte/Medio Oriente.	8	0,05
África Subsahariana.	575	89
<b>Total, países en vías de desarrollo.</b>	<b>2.390</b>	<b>52</b>

Fuente: Servicios Energéticos (necesarios) para los objetivos del desarrollo del milenio / vija y Modi, Susan mc dad, otros. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - Banco Mundial, Washington DC 20433 USA – 2005 Pág. 25

Para el caso de la ciudad de Pucallpa este punto es relevante, particularmente en el consumo de madera, repasando la estructura porcentual del Producto Bruto Interno Regional (ver cuadro 221A) por actividad económica en el Periodo Analizado (1991 – 2005), ubica a la Actividad de Agricultura Caza y Silvicultura con un promedio de 35 % seguido por la industria manufacturera con un promedio de 25%.

Lo que dilucida que las producciones Agrícolas de la Región Ucayali - como se desarrollan mas adelante- y la industria de corte y transformación primaria de la madera son las más numerosa y solidamente establecidas en la zona con respecto a otras actividades económicas. Debido a ello la obtención y utilización del subproducto leña generalmente como complemento de está actividad es muy difundido.

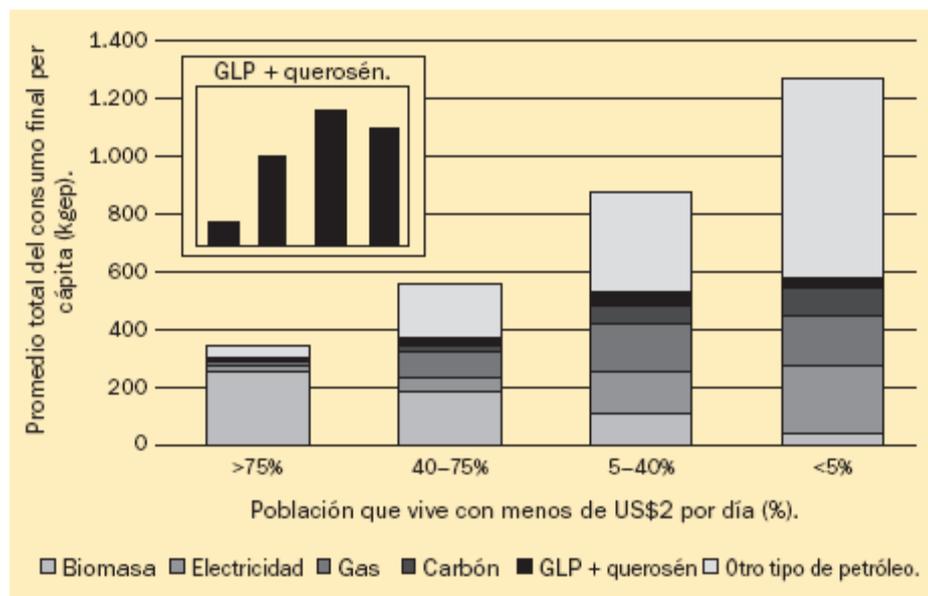
Además los servicios energéticos modernos permiten impulsar el crecimiento económico al mejorar la productividad y facilitar la generación de ingresos, existe evidencia que **cuando estos servicios también están disponibles para grupos de diversos niveles de ingresos (como se demuestra más adelante) se convierte en un medio valioso para mejorar la equidad social.**

Como resultado de la ineficiencia de los productos generalmente utilizados para obtener energía, como velas, querosén, leña y carbón, los pobres frecuentemente pagan costos unitarios más altos que los que pagan los no pobres. El uso de combustibles más eficientes puede reducir la alta proporción de los ingresos familiares que se gasta en cocinar, iluminación y calefacción. Lo que permite redistribuir los ingresos en cubrir las otras necesidades básicas.

El bajo consumo de energía también está correlacionado con altas tasas de mortalidad infantil, analfabetismo y fertilidad, así como a la baja esperanza de vida [1.6]. Estas y otras evidencias indican que el consumo más alto de energía guarda estrecha correlación con los niveles de ingreso y el crecimiento económico.

En resumen las contribuciones indirectas al crecimiento económico, provistas por cobertura de energéticos modernos, pueden manifestarse de las siguientes formas: mayor tiempo disponible para realizar otras actividades productivas; salud y educación mejorada; acceso al abastecimiento mejorado de agua potable limpia; y menor degradación del medio ambiente local.

**Grafico Nº 102, proporción de cada fuente de Energía en el consumo de energía de 100 países en vías de desarrollo o en transición, por nivel de pobreza y tipo de Energía**



Fuente: Servicios Energéticos (necesarios) para los objetivos del desarrollo del milenio / vija y Modi, Susan mc dad, otros. Banco Internacional de Reconstrucción y Fomento - Banco Mundial, Washington DC 20433 USA – 2005 Pág. 35

### ***(ii) Ampliación de cobertura energética.***

La amplitud en la cobertura de los servicios energéticos, tienen directa incidencia sobre el capital humano, por ejemplo es evidente que las personas incluidas en una población con cobertura adecuada utilicen computadoras, teléfonos e Internet con lo que a la vez el pueden aumentar la productividad de su trabajo. Además los medios que permitan obtener fuerzas mecánicas (electricidad por ejemplo), pueden generar, fortalecer y optimizar actividades económicas diversas. Dado que el papel que desempeña la energía en catalizar el crecimiento y reducir la pobreza es indiscutible, asegurar la oferta de energía primaria, así como asegurar la demanda de servicios sostenidos es imprescindible.

Existe abundante evidencia que sugiere, que los países en vías de desarrollo son eventualmente más vulnerables en un escenario de aumento en el precio del petróleo, con énfasis -marcadamente negativo-

en aquellos que son importadores netos.

Cuando la cobertura de servicios energéticos en sociedades en general es deficiente (con incidencia en aquellos que representan el sector de menores ingresos) entonces es evidente que aumentan el uso de recursos (intensivos generalmente por parte de aquellos de menores ingresos) de más fácil acceso, usualmente carbón y leña en el sector rural, ejerciendo mayor presión sobre los recursos forestales.

La seguridad energética como la capacidad que tiene un país de ampliar, diversificar y optimizar su cartera de recursos energéticos y una serie de servicios que sostendrán el crecimiento económico y la reducción de la pobreza.

De esta manera la seguridad energética debe convertirse en un tema central para los gobiernos de los países en desarrollo, sus implicancias no se deben inscribir exclusivamente en la macroeconomía, además se debe tener especial énfasis en la afectación en la microeconomía, donde gran parte de los más pobres gastan parte importante de sus ingresos en servicios energéticos deficientes.

### ***(iii) Justificación sobre la Salud***

Existe una marcada relación entre los problemas de la salud y el uso de la energía así como en la calidad de los servicios de salud y la disposición de servicios energéticos de calidad. El uso de combustibles de biomasa sólida, usados en para cocinar en ambiente interiores tiene una afectación sobre la salud, especialmente si se utilizan en espacios con ventilación inadecuada.

[1.6] Resumen del PNUD ejercicio año 2000 Pág. 42

[1.7] Índices de pobreza en Venezuela/ Mark weisbrot, Luis Sandoval, David Rosnick " Center for Economic and policy Resecher" Mayo 2006

[1.8] y [1.9] ver nota en pie [1.3] pag 37

La Organización Mundial de Salud (OMS) considera que el impacto de la contaminación del aire interior en la morbilidad y muerte prematura de mujeres y niños ocupa el primer lugar entre los problemas de salud pública de muchos países en vías de desarrollo [1.10].

Los productos de la combustión de combustibles sólidos contienen una serie de contaminantes generalmente materia particulada, monóxido de carbón y formaldehído. Según mediciones realizadas, en los hogares con poca ventilación (como generalmente es el caso en muchos países en vías de desarrollo), los niveles de exposición que experimentan los miembros de familia, especialmente los niños excede el promedio aceptable internacionalmente.

Estimaciones indican que en países en vías de desarrollo de las 1.6 millones de muertes por año, cuando menos el 60% está asociado con la inhalación de humos “puertas adentro”, generado por el uso de combustibles sólidos.

Además la contaminación del aire en ambientes interiores ocupa el cuarto lugar entre las causas principales de muerte prematura países en vías de desarrollo [1.10A].

#### ***(iv) Sostenibilidad del medio ambiente.***

Las formas de producción, distribución y consumo de energía tienen necesariamente un efecto en el medio ambiente local, regional y global, observable en la degradación de la tierra, contaminación local del aire, acidificación del agua y los suelos o emisiones de gases de efecto invernadero (GEI).

La recolección de la biomasa omitiendo un manejo sostenible de la agro-silvicultura puede tener efectos negativos y degradantes de la tierra incluyendo los recursos del suelo y agua así como la de su cobertura

vegetal. El uso, exploración, transporte, transformación y distribución de combustibles fósiles inevitablemente provoca algunos efectos dañinos en el medio ambiente lo que repercute directamente en los ciclos económicos [1.11].

Los vínculos que existen entre la producción y el uso de todas las formas de energía son esenciales en el debate en torno al cambio climático, particularmente el impacto acumulado a largo plazo, y los riesgos asociados, para los países en vías de desarrollo, sumada con la alta probabilidad de que las poblaciones en situación de pobreza son cada vez más vulnerables.

Una pregunta importante es a que nivel de intensidad la recolección de leña -ya sea para su uso en zonas rurales, venta en zonas urbanas o producción de carbón- causa o contribuye a la deforestación.

Considerable cantidad de estudios identifican como principales móviles de la deforestación a la conversión de los bosques en tierras de uso agrícola. Además la reducción significativa de los bosques también puede producirse como el resultado de la venta de madera o de la producción comercial de carbón de leña.

Por otra parte, aparentemente la escasez de leña también puede ser el resultado de una deforestación causada por otros factores. Cuando un recurso forestal es severamente agotado por razones ajenas a la recolección de leña, esta práctica puede en efecto empeorar el problema. Este escenario, junto con un agotamiento – en proceso - de los suelos, puede provocar una situación extrema en la que los desechos de biomasa o el estiércol se usen como combustible para cocinar, en lugar de que se aprovechen para ayudar a recuperar los suelos. Las intervenciones con combustibles modernos podrían romper este círculo vicioso.

[1.11] *EL informe Stern, examina, la información relativa a las consecuencias económicas del cambio climático, a la vez que se explora la economía de la estabilización de los gases invernadero en la atmósfera.*  
[1.11A] ver nota en pie [1.3] Pág. 35

[1.12] *In praise of petroleum? Science 298 (5600): 1847 Año 2002 . Disponible en <http://www.sciencemag.org/cgi/reprint/298/5600/1847.pdf>*

Tomando como referencia el análisis de la crisis de combustible en Kenia, (Land Degradation & Development 2001 autor Mahiri y Howorth), luego de dos décadas de estudio se concluye que las causas y dinámicas de la deforestación varían en las áreas urbanas y rurales, además que sugieren que existe especificidad local. El problema de la tala generalizada de árboles y la resultante degradación medioambiental puede existir en los centros urbanos.

Los autores, Geist y Lambin (2002) analizaron la frecuencia de causas directas y factores subyacentes que impulsan la deforestación, incluyendo su interacción, conforme se reportó en 152 estudios de caso a nivel subnacional del Asia (55 estudios), África (19 estudios) y América Latina (78 estudios).

La extracción de madera contribuye considerablemente a la deforestación tropical, las emisiones de gases efecto invernadero (GEI) son de principal importancia. Es fundamental establecer la diferencia entre el combustible fósil que se usa en los Países menos desarrollados (PMDs) más pobres, donde el consumo de energía y las emisiones de GEI, tanto per cápita como agregadas, son de nivel bajo y donde la preocupación central es el medio ambiente local; y el combustible fósil que se usa en los países industrializados o en vías de rápida industrialización, donde las emisiones, tanto per cápita como agregadas, son mucho mayores y, por lo tanto, de mayor importancia a nivel mundial. Esta distinción es la base del principio de “responsabilidades comunes pero diferenciadas” para la mitigación y reducción de emisiones, que es de fundamental importancia en los convenios mundiales referentes al cambio climático.

En los países en vías de desarrollo, gran parte del aumento de consumo de combustibles fósiles procederá de su mayor uso en la industria y transporte efectivamente como resultado del crecimiento económico. Este

aumento permitirá flujos económicos que a su vez permitirán disminuir la vulnerabilidad que emana de una gran dependencia en estas actividades

Es también importante diferenciar que, los países que han experimentado un crecimiento económico dramático durante los últimos siglos ahora pueden darse el lujo de invertir en modernos servicios energéticos a gran escala que no dependen de combustibles fósiles, biomasa, o energía hidroeléctrica.

Por otro lado el gas natural y el gas licuado de petróleo (GLP) producen efectos potencialmente menos dañinos (a los usuarios inmediatos) que la leña y el estiércol. Por ejemplo si un colectivo social específico, en su totalidad pretende migrar a combustibles más modernos, no estaría limitado ni por recursos, ni por emisiones de GEI.

Entonces las opciones de fuentes energéticas en los países más pobres no son las más amenazantes desde una perspectiva ambiental. Entonces, la preocupación primordial debería ser satisfacer los requerimientos de crecimiento económico y de desarrollo local en línea con la sostenibilidad de la base de recursos locales.

## **1.2 Objetivo.**

Ampliar el acceso a cobertura energética eficiente, mediante el análisis de los mecanismos técnicos y legales que permitan construir una estrategia para el desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de gas natural. Estrategia inscrita en las características particulares generadas en la ciudad de Pucallpa – Perú.

Promover el debate sobre la importancia de la correcta administración de los recursos (tangibles e intangibles) locales de manera que permitan reducir la inequidad, fomentar el crecimiento económico y perseguir la prosperidad.

### 1.3 Marco Legal

A la fecha de elaboración del presente documento NO EXISTE abastecimiento ni distribución de gas natural, mediante red de ductos u otro medio, para la ciudad de Pucallpa. Dentro de los interés del estado peruano se encuentra fomentar el desarrollo de la industria del gas natural, intereses que son introducidos en el artículo 3º de la “Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural LEY N° 27133”. Que a la letra dice:

***Artículo 3. -. Declaratoria de necesidad pública***

***Declárese de interés nacional y necesidad pública, el fomento y desarrollo de la industria del gas natural, que comprende la explotación de los yacimientos de gas, el desarrollo de la infraestructura de transporte de gas y condensados; la distribución de gas natural por red de ductos; y los usos industriales del país. Concordancias: Artículo 70° Constitución Política del Perú.***

Debido a que el negocio de la distribución de gas natural está sustentado fuertemente por el consumo de “grandes clientes industriales”, las demandas potenciales de los restantes sectores y/o potenciales usos – tales como el consumo residencial y no residencial o comercial y el GNV- no son necesariamente significativas (independientemente) para dimensionar los gasoductos de abastecimiento.

La actividad industrial de la ciudad de Pucallpa, está conformada por industrias embotelladoras, industrias transformadora de madera y derivados, e industria ladrillera. Gran parte de ellas se encuentran ubicadas al margen de la carretera Federico Basadre entre el kilómetro 13.0 y kilómetro 3.0.

Es así que el desarrollo de la metodología alcanzara a los potenciales consumidores establecidos principalmente por el sector industrial de la ciudad de Pucallpa y con particular énfasis a aquellos que presenten menores restricciones al servicio de suministro o estén ubicados a cercanías de la planta de fraccionamiento de Aguaytía, lugar desde donde se propone ubicar el “City Gate”.

De esta manera el marco legal está establecido por las normas que rigen las actividades de hidrocarburos:

1. Ley Orgánica de Hidrocarburos Ley N° 26221.
2. Ley de promoción de la industria del gas natural Ley N° 27133.
3. Reglamento de la ley de promoción de la industria del gas natural D.S 040 -99-EM
4. Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos D.S 042 – 99 – EM
5. Ley N° 27332, Ley Marco de los Organismos Reguladores de la Inversión Privada en los Servicios Públicos,
6. Ley del Organismo supervisor de la inversión energía Ley N° 26734.
7. Decreto Supremo N° 054-2001-PCM.
8. Resolución del Consejo Directivo de OSINERG N° 126-2005-OS/CD,
9. Resolución del Consejo Directivo de OSINERG N° 263-2005-OS/CD - “Procedimientos y Métodos de Cálculo para la determinación de la Viabilidad Técnica-Económica de Nuevos Suministros de Gas Natural”

## CAPÍTULO 2

### FUNDAMENTO - MARCO TEORICO

Con el objeto de imprimir agilidad a la lectura, el presente capítulo será desarrollado a partir de las respuestas a algunas preguntas que a criterio del autor permiten generar el marco teórico en el cual se inscribe el presente documento.

#### ***(a) Desarrollo de Infraestructura***

La inversión y el desarrollo de la infraestructura en América latina experimento durante la década de los noventa una transformación importante, la mayor apertura comercial, la desregulación de la economía y el desarrollo de una nueva estrategia compatible que permita facilitar la introducción de estas inversiones fue adoptada por gran parte de los países de la región, incluido el Perú.

Existe una apasionante y muy discutida relación - desarrollada más adelante - entre la vinculación de la inversión para el desarrollo de nueva infraestructura , el crecimiento económico y la prosperidad de las naciones, una variedad de autores en décadas recientes, sostienen (generalmente apoyados por la abundante evidencia empírica) fuertes nexos entre estos.

Para el lector debe resultar evidente que la sensación de bienestar, es potenciada cuando un colectivo recibe los beneficios provistos por “nueva infraestructura” sea esta en vías de transporte modernas, puentes, telecomunicaciones eficientes, cobertura energética o cualquiera de sus otras formas. De ser así la relevancia del “moderno” concepto de infraestructura es **IMPRESINDIBLE**.

Así el Banco interamericano de Desarrollo (2000), define a la **infraestructura** como: *“El conjunto de estructuras de Ingeniería e Instalaciones de larga vida útil sobre la cual se produce la prestación de servicios considerados necesarios para el desarrollo de fines productivos, políticos, sociales y personales”*

De esta manera se establece la relación entre la infraestructura y la provisión del servicio - el presente documento se desarrolla sobre esta concepto - por otro lado esta distinción no es tan clara en la literatura económica. Por lo general se asume que la provisión del servicio de la infraestructura no existe sin está y a la vez la infraestructura no cumple una función por si misma.

Un ejemplo, si unos pobladores desean comunicarse con otro pueblo cercano “caminan” hasta la misma por una vía afirmada, No existe la infraestructura (una carretera asfaltada) pero si existe la provisión del servicio, (transporte de un lugar a otro) para el ejemplo, de manera **No moderna e ineficiente**.

Esta definición es extensible a los diversos requerimientos de los colectivos sociales.

Consideremos las diversas variantes de la infraestructura y la prestación del servicio asociada a esta:

[2.1] INFRASTRUCTURE AND DEVELOPMENT - Rémy Prud'homme University of Paris pag 3, pag 19, pag 21, pag 33, pag 36  
[2.1A] Lewis, Arthur. 1955. *The Theory of Economic Growth*. Homewood, Ill: Richard Irwin. 453p. / Higgins, Benjamin. 1959. *Economic Development*. New York; Norton & Company. 803p

**Cuadro Nº 201 Servicios e Infraestructura Asociada**

SERVICIO	INFRAESTRUCTURA ASOCIADA
Transporte	Carreteras, puentes, túneles, redes ferroviarias, puertos, etc.
Abastecimiento de agua potable	Tuberías, plantas de tratamiento
Desagüe	Desagües, plantas de tratamiento de aguas servidas
Irrigación	Canales, compuertas
Telecomunicaciones	Centrales telefónicas, redes de cableado
Gas	Tuberías para el transporte, <i>city gates</i>
Electricidad - Generación	Hidroeléctricas, centrales térmicas, redes de transmisión
Electricidad - Transmisión	Redes de transmisión principales y secundarias
Electricidad - Distribución	Redes de transmisión de bajo voltaje, transformadores

Fuente: Original [2.1] Prud'homme (2004) / Elaboración IPE [2.2]/ Elaboración propia

Las clasificaciones de la infraestructura suelen ser diversas, la orientación del presente documento es más afín a clasificarlas según el objetivo fundamental al que sirven [2.2], de esta manera se distinguen, infraestructura orientada al desarrollo económico (infraestructura de transporte como redes viales, ferroviarias, redes aeroportuarias, de cobertura energética como electricidad, combustibles de telecomunicaciones de saneamiento) infraestructura destinada al desarrollo social ( infraestructura de salud pública como postas médicas, hospitales, de educación escuelas, universidades, de agua potable y alcantarillado) infraestructura destinada a la protección del medio ambiente (parques y reservas naturales) y al acceso a la información y al conocimiento (televisión satelital, por cable, sistemas de educación a distancia, radio y televisión).

El lector debe mantener serias preguntas no respondidas sobre la evidente relación entre la infraestructura y el capital. La infraestructura y su uso en el tiempo, y su ubicación en los colectivos y no menos relevante, si los gobiernos de la región Latinoamérica y el Caribe (LAC) experimentaron un cambio de políticas y los gobiernos adoptaron estrategias para poder beneficiarse de la inversión en infraestructura ¿ a donde se dirigen estas inversiones? A energía,

a sistema de transporte, a saneamiento, a educación ¿existe una prioridad en la región?, ¿existe una prioridad en el Perú?

Un enfoque moderno que detalla las características de la infraestructura es establecida por Prud' Homme [2.1], el establece que existen cinco características principales que conforman una infraestructura:

**(i) Los bienes que conforman una infraestructura son bienes de capital**, es decir no son consumidos directamente. La evidencia empírica muestra que la población peruana (particularmente los beneficiarios) mantiene una asociación más “confortable” con los programas de ayuda social que sean consumibles directamente ejemplo el PRONAA, el “Vaso de leche” dejando de lado, por lo menos públicamente, discrepancia sobre su eficiencia. Lo cual no se repite, en intensidad, en las obras de infraestructura pública y la opinión del potencial usuario sobre la misma [2.3].

Entonces las políticas publicas deben centrarse en la provisión del servicio no en el medio de cómo dotar de infraestructura, la confusión generada a menudo se demuestra en los hechos de que en muchos casos el papel de la infraestructura es predominante en la producción del servicio, dicho de otra manera que los servicios son intensivos en capital. Su lamentable confusión – perfectamente atendido por algunos regimenes políticos – genero lo denominados “elefantes blancos” obras de infraestructura que por la fijación de los responsables en la “inauguración” y no priorizando la provisión del servicio resultan inútiles para el colectivo o de un aporte muy reducido.

Por otro lado Hulten ("Infrastructure Capital and Economic Growth: How well you use it may be more important than how much you have". National Bureau of Economic Research. Working Paper 584 - 1996), resalta la relevancia de la infraestructura "efectivamente utilizada", entendiéndose como (a) Correctamente mantenida y (b) Eficientemente operada, lo que se pretende demostrar es que una infraestructura no utilizada efectivamente **PRODUCE UN APORTE MUY REDUCIDO** en el crecimiento económico de los colectivos.

**(ii) Mucho de estos bienes no pueden ser provistos marginalmente,**

Una infraestructura lamentablemente solo es factible en números enteros y no fraccionarios, el 10% de un puente simplemente NO SIRVE, la instalación de un 95% de un sistema de protección catódica de un gasoducto, simplemente lo hace inoperativo. Los servicios generalmente se incrementan gradualmente y debe existir un mecanismo que permita atender esta demanda.

**(iii) La infraestructura está conformada por bienes duraderos,**

la evidencia sobre el aporte de las civilizaciones antiguas permite validar esta característica, existen canales de irrigación diseñados y ejecutados en el siglo XII en el norte del Perú aun en operación, las provisiones de infraestructura para el servicio de Agua establecida por los INCAS en la ciudad del CUZCO es impresionante [2.4]. Estos bienes (infraestructura) deben poseer las características de duraderos, parte del imaginario colectivo, considera que el desarrollo de la humanidad es cíclica, de esta manera las civilizaciones se encargarían de "sostener" la validez de esta teoría

[2.3] Verificar noticias [www.rpp.com.pe](http://www.rpp.com.pe) sobre los últimos 6 meses (Enero - Junio 2007), sobre la discrepancia de sus pobladores por las características técnicas de puentes en la región CUZCO, las discrepancias aparentemente técnicas económicas de la carretera a Cabana (región ANCASH), los "vacíos" en la adjudicación de la construcción de la carretera interoceánica (IIRSA) por citar ejemplos.  
[2.4] Ver Tecnología Andina en <http://incas.perucultural.org.pe/histec14.htm>

**(iv) La infraestructura es específica a su ubicación geográfica**, es generalmente inmóvil (a la fecha la tecnología actual aún no lo permite), de esta manera sumado a su larga duración le imprime una característica que la involucra con la geográfica, dicho de otra manera la introduce en la economía regional, como lo es en el caso en estudio.

**(v) Usualmente su provisión está asociada a las fallas del mercado**, la experiencia nos indica que el Estado ha sido un pésimo administrador de recursos públicos. Por otro lado la infraestructura y los servicios no se deben dejar exclusivamente a los **MERCADOS**, la existencia de una falla en el mercado no es una justificación automática de la intervención del gobierno. Mas aún en la condición de que sea necesaria la intervención del estado, ahora el estado tiene una variedad de posibilidades, la experiencia reciente en la regulación del sector eléctrico peruano resulta una experiencia altamente aleccionadora.

La introducción de un organismo regulador, el desprendimiento, por parte del estado, de su participación en los diferentes segmentos de la cadena de valor (Generación, transporte, distribución y comercialización [3.5]) todo ello en un marco legal establecido en la ley de concesiones eléctricas (LCE) a favorecido a la ampliación del servicio y a la calidad de la prestación, es vital aclarar que estos desarrollos son claramente enfocados a la zona urbana, la población rural, indican las cifras - desarrolladas más adelante- no sufrieron un aceleramiento siquiera comparable con la población urbano. **La idea central de la regulación es la creación de condiciones de mercado que se asemejen a la competencia** [2.2], de esta manera se pretende suplir las fallas del mercado [2.6].

[2.5] Vínculos entre el crecimiento Económico y el desarrollo de infraestructura eléctrica en el Perú - Documento de trabajo Nº 17 - Oficina de estudios económicos OSINERG pag 18 y pag 21

[2.6] En opinión del autor las fallas de mercado están asociados a su concepción misma, el termino en ingles "market failures" resulta mas preciso que en idioma español

El cuadro N° 201 detalla algunos servicios de infraestructura relacionada con las fallas del mercado. Finalmente la literatura descrita indica que el desarrollo de nueva infraestructura está asociado necesariamente a la provisión de un servicio.

### **Cuadro N° 201 Infraestructura de servicios relacionados con fallas de mercado**

Infrastructure-related service	Alleged market failure
Power, gas	Natural monopolies
Water supply & treatment	Natural monopolies, externalities
Telephone	Natural monopolies, externalities
Rail transport	Natural monopoly, merit good
District heating	Natural monopoly
Garbage collection & disposal	Pure public good, externalities
Cable	Natural monopoly, merit good
Roads	Quasi public good, externality

Fuente: Prud'homme [3.1], Pág. 4

### **(b) Relación entre los Servicios Públicos e inversión en infraestructura**

Hasta el momento está clara la importancia en la prestación de los servicios y su vínculo con el desarrollo de nueva infraestructura, abordemos ahora específicamente los servicios públicos.

En gran parte de la Región LAC y también en el Perú los servicios públicos, son delegados a las regiones provincias y municipios (provisión de agua, servicios de alcantarillado, limpieza pública, electricidad [2.7]), lo que se pretende es un resultado más eficiente que sintonice con los requerimientos y necesidades locales [2.8], esto lamentablemente no es así, muchos en los que recae las responsabilidades no cuentan con la capacidad suficiente (existe un déficit de capacidad de gestión, ver noticias [www.rpp.com.pe](http://www.rpp.com.pe) 31 Agosto 2006/ Beatriz Bosa) para diseñar, preparar, ejecutar y mantener proyectos de servicio público, una solución - propuesta mas adelante - podría ser encargar parte de las tareas a los inversionistas privados. La literatura económica tradicional refiere que el ajuste fiscal es usualmente implementado mediante **reducciones** en la inversión pública, incluyendo la inversión en infraestructura.

[2.7] La lista de empresas públicas en el sector electricidad las puede ver en [http://www.minem.gob.pe/electricidad/proc\\_consec.asp](http://www.minem.gob.pe/electricidad/proc_consec.asp)

[2.8] Como responder al Desafío de la infraestructura en América Latina y el Caribe 1994 - Serie Tendencias del Desarrollo Banco Mundial (BM)

Los autores Roubini y Sachs (1989) [2.8 A] señalan que: “en periodos de políticas fiscales restrictivas... el gasto en capital es el primero en ser reducido (usualmente de modo drástico)”.

El informe del Banco Mundial de Desarrollo (año 1998 Pág. 113) indica que durante un periodo de ajuste fiscal, los gobiernos cortan el gastos de capital mucho más que cualquier otra en el sector publico. Esto no es necesariamente reciente [2.9], también Hicks (1991) encontró que durante el periodo de 1974 a 1984 los gobiernos que realizaron ajustes en el gasto de gobierno, cortan más en el gasto de capital que en el gasto corriente (-27.8 % y - 7.2 % respectivamente).

La evidencia empírica induce a concluir que con esta distribución de la reducción de gasto publico se atenúan los conflictos sociales que usualmente acompañan a los periodos de reajuste del gasto fiscal, esto –como se demuestra más adelante- lamentablemente tiene un reducido impacto en el aceleramiento del crecimiento económico, además de un impacto negativo en la sensación de bienestar y prosperidad de los colectivos, finalmente se comporta como enemigo del aumento de productividad.

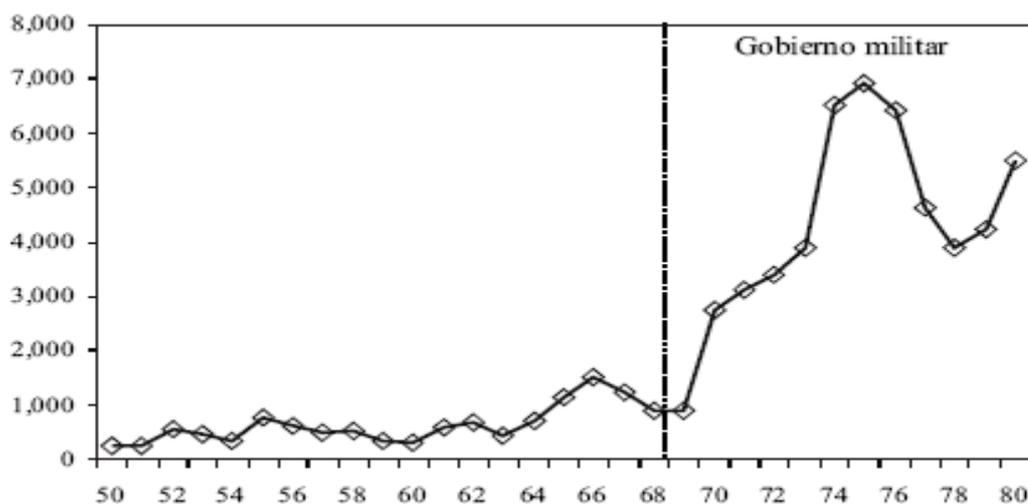
Por ejemplo en el Perú durante el periodo 1970 – 1980, la inversión pública se diversifico durante gran parte de todos los sectores [2.2], generalmente siguiendo lo establecido en el “Plan de Desarrollo Nacional” implementado por el gobierno militar, esta situación hizo que la inversión - en formación bruta de capital - destinadas a las empresas publicas se mantuviera en 14.5 % del Producto Bruto Interno (PBI) [2.10] y en 1980 llegara a 28.9 % del PBI, de hecho la inversión real en infraestructura - expresada en soles con base en 1994 – llego a crecer hasta siete veces en el año 1975 comparada con el año 1968 (año del golpe militar).

[2.8A] Roubini, N. and Sachs, J. 1989. *Political and Economic Determinants of Budget Deficits in the Industrial Democracies*. *European Economic Review* 33: 903-33.

[2.9] LOS LIMITES DE LA ESTABILIZACION – *Infraestructura, déficit publico y crecimiento en América Latina* 2003 ( William Easterly / Luis Sérvén) Pág. 25 y Pág. 51

En este contexto se minimizó la participación del sector privado, introduciendo barreras legales que limiten su intervención, estas acciones fueron complementadas con un proceso de nacionalización (1968 – 1974) de empresas con el objetivo de aumentar el control estatal de la economía y, dando lugar a la formación de **MONOPOLIOS ESTATALES**.

**Grafico Nº 201, Inversión Pública 1950 – 1980 (millones de soles constantes de 1994)**



Fuente: Memorias del BCRP / Elaboración IPE [2]

Recuperada la democracia a inicios de 1980, durante la gestión del Presidente Fernando Belaunde Terry [2.11] la inversión total (pública y privada) en la economía peruana alcanzó los niveles más altos de toda la historia, 30% del PBI, fortalecidos por la inversión privada y un agresivo plan del gobierno de inversión en infraestructura. La inversión pública llegó a máximos históricos de 9.8% PBI, en el periodo 1980 – 1983, la inversión estuvo principalmente orientada a construcción de redes viales, proyectos hidroenergéticos y construcción de conjuntos habitacionales.

El año 1983 el “Fenómeno del niño”, junto con el proceso de pago de la deuda pública inició un deterioro en la economía nacional y afectó la inversión pública. Pero el verdadero deterioro de la inversión se dio en la segunda mitad del periodo de 1980.

[2.10] PBI = consumo privado + consumo público + inversión privada + inversión pública + variación de existencias + exportaciones netas.

[2.11] Fernando Belaunde Terry, presidente constitucional de la República del Perú 1980 – 1985, ex decano de la Facultad de Arquitectura, Urbanismo y Artes, Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) Lima, Perú

La pésima política económica aplicada durante el periodo de 1985 - 1990 ocasiono una caída espectacular del PBI [2.12], y el resultado de un proceso inflacionario que tuvo resultados nefastos sobre la economía de las familias peruanas.

Las políticas (reformas) implementadas a inicios de la década de 1990, reformaron el rol del estado en la economía, por otra parte se levanto las barreras legales que restringían la inversión privada - particularmente la extranjera - (asociatividad necesaria con un inversionista local, libre disponibilidad de divisas, limitación de remesas al exterior). De este modo la estrategia era establecer políticas claras que permitan recibir el mismo trato a inversionistas locales y extranjeros, y el estado tuviera un rol subsidiario en la economía. Con está orientación el gobierno dicto una serie de normas que permitan generar el sustento legal.

- Ley de Promoción a la Inversión Extranjera (Decreto Legislativo 662, septiembre de 1991).
- Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado (Decreto Legislativo 674, septiembre de 1991).
- Ley Marco para el Crecimiento de la Inversión Privada (Decreto Legislativo 757, noviembre de 1991).

Esto permitió revertir el proceso de degradación de la economía [2.12], y elevo la inversión privada en general, incluida la inversión en infraestructura, ver Grafico N° 202

Exploremos como se comporta la región LAC con el mundo y como se ubica el Perú en el Ranking de Inversiones en infraestructura.

En América Latina Luis Servén encontró que entre la décadas de 1970 y 1980, periodo en el cual la región enfrentaba serios ajustes fiscales la inversión en infraestructura cayó en promedio a 2.5% del PBI [2.9]. En contraste los países del este de Asia (los denominados “Tigres de Asiáticos” compuestos por Hong Kong, China, Republica de Corea, Malasia, Taiwán y Tailandia) sin ajuste fiscales creció la inversión en infraestructura en 3.7 % del PBI.

**Grafico N° 202, Inversión Privada 1980 – 1990 (Porcentaje del PBI)**

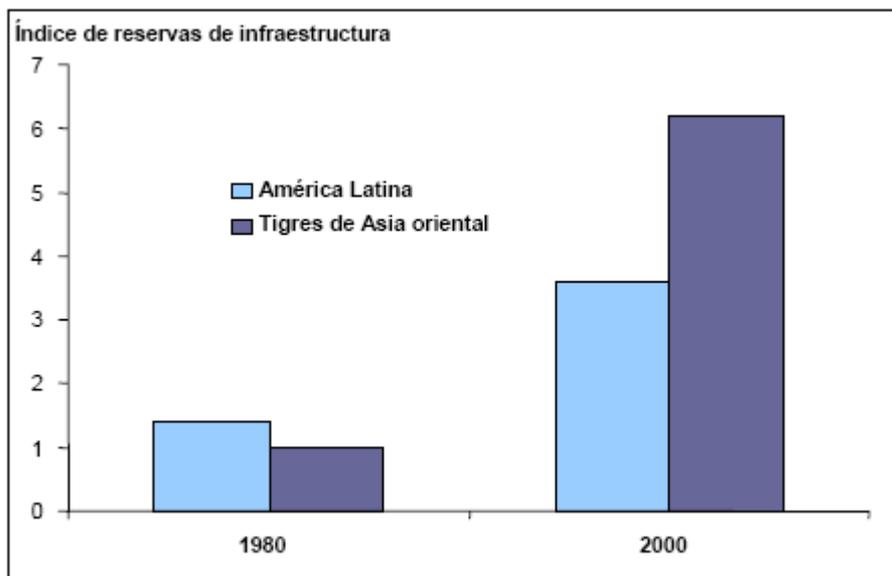


Fuente: Memorias del BCRP / Elaboración IPE [3.2] Pág. 37/ Elaboración propia. De 1990 al 1997 “Efectos de la Reforma de la promoción en la inversión”

Aún así, En 1980 LAC en promedio mostraba mayor cobertura en infraestructura productiva (caminos, electricidad y transporte) que aquellos que mas tarde se conocerían como los “tigres del Asia”, actualmente estos llevan la delantera por un factor de tres a dos [2.13]

Entendiendo que los índices de infraestructura incluyen Km.’s de caminos pavimentados, Megawatts de capacidad de generación de electricidad y número de líneas telefónicas (fijas y móviles) por trabajador. Calibrando los datos a que los “Tigres” tuvieran un valor de 1 en 1980. Observemos el grafico N°203, el cual compara los índices de infraestructura diversa (capacidad de generación eléctrica, caminos pavimentados, número de líneas telefónicas fijas y móviles por trabajador)

### Grafico N° 203, Índice de Infraestructura América Latina vs. Los Tigres Asiáticos



Fuente: Calderón y Servén, indicadores de desarrollo mundial / Elaborado Unidad de Finanzas Banco Mundial

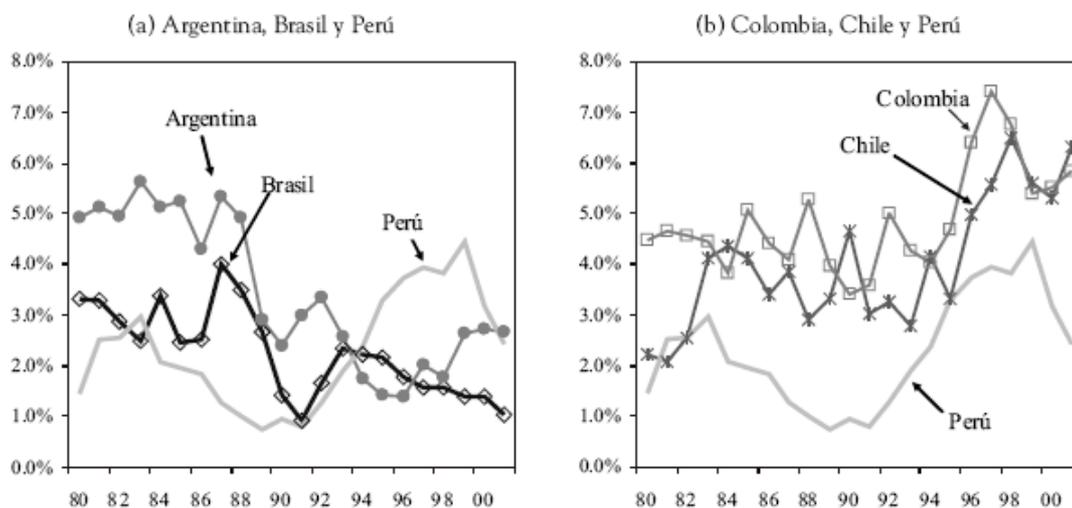
En general el desempeño comparativo del stock de “infraestructura” entre América Latina y el caribe vs. Los países del este asiático es en todos los casos resulta favorables a estos últimos. El promedio de América Latina en inversión de Infraestructura es del 2.5% [2.14] dek PBI. En la actualidad se desea llevar a América Latina al nivel de cobertura de Corea en un lapso de 20 años involucraría una inversión promedio del 4% - 6% del PBI [2.13]

Además introduciendo los gastos por Operación y mantenimiento (O&M) de la infraestructura, se estima que un escenario que estimule el crecimiento y la competitividad requeriría un gasto anual de entre 5% y 7% del PBI [2.13]. ¿Pero es esto una meta realista? Corea, China, Indonesia y Malasia consiguieron incrementos similares en un periodo de 20 años (finales de los años 1970 y fines de los años 1990). [2.15]

**NOTA1:** Hasta ahora el lector debe necesariamente asociar, mediante la información provista, primero que el gasto en infraestructura guarda una fuerte relación con el crecimiento económico (realmente la evidencia empírica indica una retroalimentación, un fuerte crecimiento genera necesariamente una mayor demanda de infraestructura) y segundo que la mera inversión en infraestructura no será suficiente para garantizarle a América Latina poder emular las tasas de crecimiento de los países del este Asiático.

Diferenciamos ahora las inversiones en infraestructura ejecutada por el sector público, y por el sector privado realizada en la región de América latina comparativamente con la peruana. Un panorama general permite observar que desde inicio de la década de los 80 y hasta finales de la década de los 90 en general la región sufrió una retracción de los gastos en infraestructura, lo que se puede ver en el gráfico N°207, salvo Chile, la tendencia fue la misma.

**Gráfico N° 207, Inversión de Infraestructura en América Latina 1980 - 2001**



Fuente: Calderón y Servén (2004) elaboración IPE ver nota [2.2] Pág. 56

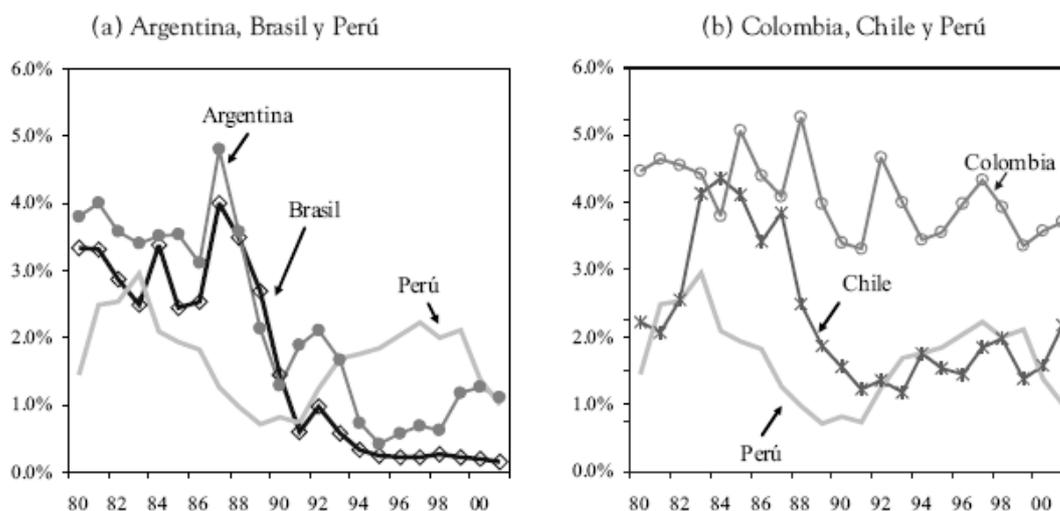
- (i) **Inversión Pública en la Región:** En General Perú en el periodo 1980 – 2000, tuvo como “constante” una curva variable. Las cifras indican lo ya descrito, que la inversión pública era ascendente hasta el año 1983 una retracción de la misma en el periodo 1983

[2.14] PRESENTACION: INFRAESTRUCTURA PARA EL PERU DE MAÑANA Dic. 2006 – Franss Drees Gross – SDN Leader Banco Mundial

[2.15] Declaraciones de Marcelo M. Giugale – Director del Departamento de Países andinos del Banco mundial – verdadas en canal N 12-06-2006, habla de que el sostenido crecimiento económico del Perú, la apertura comercial y la cercana independencia energética permiten sospechar de la introducción de un “Tigre Andino”, aunque para emular a los Tigres asiáticos, el Perú requiere - entre otros - redefinir un nuevo contrato social.

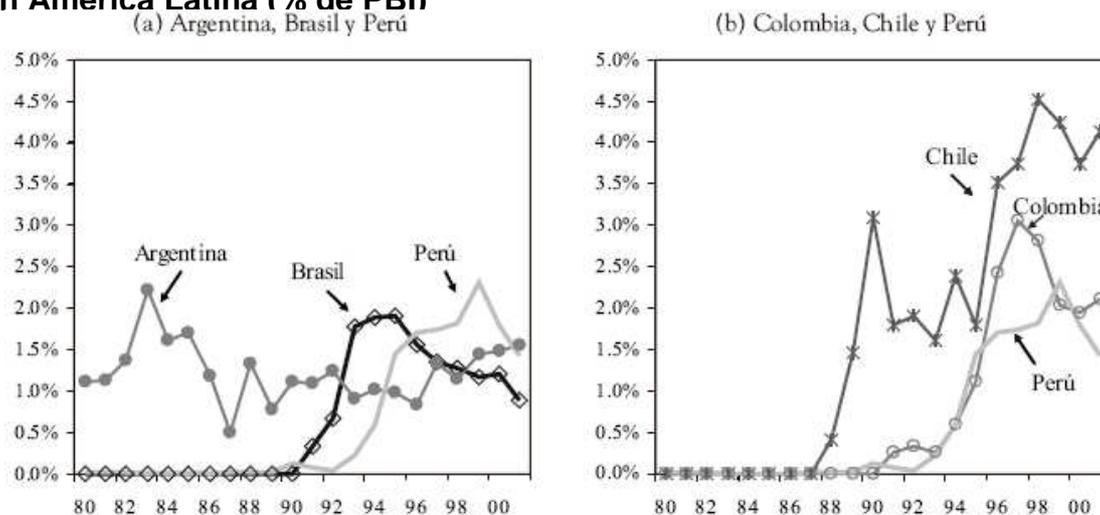
- (ii) – 1994 y nuevamente un crecimiento en el periodo 1994 – 2000. Nótese que en cualquiera de los casos las inversiones en % PBI fueron menores a las impulsadas por **Chile y Colombia** (ver Grafico N° 208A)

**Grafico N° 208, Inversión pública en infraestructura de servicios públicos en América Latina (% de PBI)**



Fuente original: Calderón y Servén 2004 ("Trends in Infrastructure in Latin America. 1980- 2001". Working Paper No. 269. Banco Central de Chile), elaboración IPE [2.2] Pág. 57

**Grafico N° 209, Inversión Privada en infraestructura de servicios públicos en América Latina (% de PBI)**



Fuente original: Calderón y Servén 2004, elaboración IPE [2.2] Pág. 58

**(ii) Inversión Privada en la Región:** En general la década de los 80, la inversión en infraestructura fue prácticamente nula (salvo Argentina). Es en la década de los 90 donde la región recibe un fuerte impulso. Nuevamente Chile y Colombia (en ese orden) aventajan al Perú (ver el gráfico 209)

Aunque las cifras demuestran notables diferencias en la región sobre los países destino de la inversión en infraestructura (Chile y Colombia principalmente), es una realidad que América Latina en general constituye en el mundo la primera región en atraer capitales para estos fines. De esta manera se estima que el 44% (843 miles de millones de US\$) del total de la inversión privada destinada para estos fines se orientó a la región LAC (ver cuadro N° 202). Según explica Sirtaine (2005) [2.2], Los factores que facilitaron estos hechos fueron:

- LAC fue la primera región en abrirse a la inversión privada en infraestructura.
- Existían expectativas de crecimiento relativamente altas.
- La mayoría de los países realizaron los ajustes macroeconómicos necesarios para alcanzar mayor estabilidad.
- En general las economías latinoamericanas se abrieron al mundo

**Cuadro N° 202, Inversión privada en infraestructura de servicios públicos en países en desarrollo, 1990-2004 (en miles MMUS\$)**

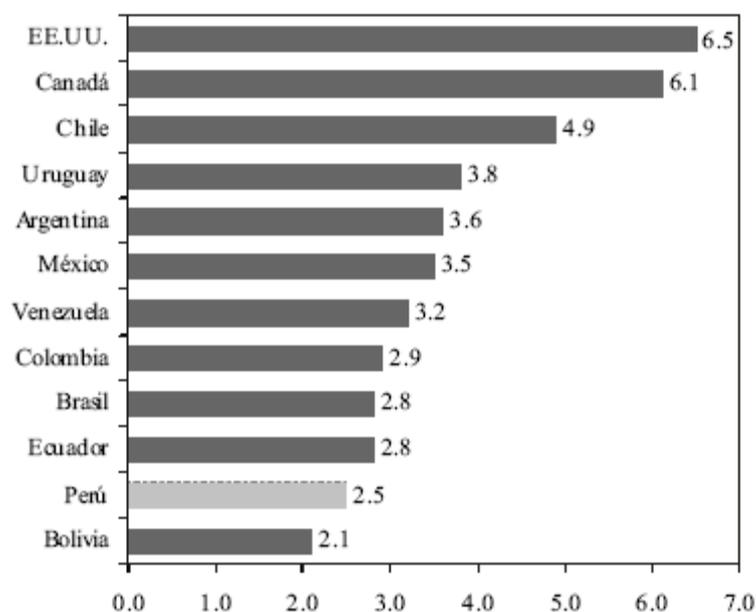
	América Latina y el Caribe	Asia del Este y Pacífico	Europa Central y Asia	Medio Oriente y África	Sudeste Asiático	África Sub-Sahariana	Total
1990	9.5	2.0	0.1	0.0	0.1	0.0	11.6
1991	9.8	3.4	0.3	0.0	0.6	0.0	14.1
1992	12.9	7.6	0.4	0.0	0.0	0.0	20.9
1993	15.7	10.6	1.2	2.9	1.1	0.0	31.5
1994	15.5	13.9	3.6	0.3	2.8	0.6	36.7
1995	16.9	18.4	7.8	0.1	3.5	0.8	47.4
1996	25.0	27.6	10.1	0.3	5.5	1.7	70.3
1997	45.9	34.6	13.9	5.1	5.8	4.3	109.6
1998	65.5	9.6	11.6	3.1	2.2	2.5	94.5
1999	35.3	13.1	9.2	3.0	4.4	4.6	69.6
2000	37.7	14.3	25.0	4.1	4.2	3.7	89.0
2001	32.8	10.9	12.3	4.4	3.9	5.4	69.7
2002	19.4	9.7	16.8	1.6	5.8	5.4	58.6
2003	15.4	13.0	12.2	6.2	3.2	5.3	55.3
2004	17.4	8.6	12.5	10.9	9.6	4.9	64.0
<b>Total</b>	<b>3,74.6</b>	<b>197.3</b>	<b>136.9</b>	<b>42.0</b>	<b>52.8</b>	<b>39.3</b>	<b>843.0</b>

Fuente: Banco Mundial, Private Participation in Infrastructure Database / Elaboración IPE [3.2] Pág. 59

### **(c) Evolución de la inversión en infraestructura en el Perú**

Establecida nuestra “ubicación” en la región, y nuestra decepcionante posición comparada con otras regiones del planeta. Encarguémonos de revisar ahora la inversión en servicios públicos en el Perú. En la actualidad el Perú, mantiene un déficit de inversión en infraestructura de servicios públicos que ha sido estimado en casi 23 mil Millones de US\$ [2.2], la ausencia de una política claramente establecida de inversión (prioritaria o no) en infraestructura de servicios públicos, sean estas inversiones publicas o inversiones del sector privado ha favorecido su empeoramiento. Hoy el Perú Ocupa el puesto 97 de un total de 117 países en relación con la calidad de infraestructura según el reporte de competitividad global [2.2], ver figura grafico N° 210.

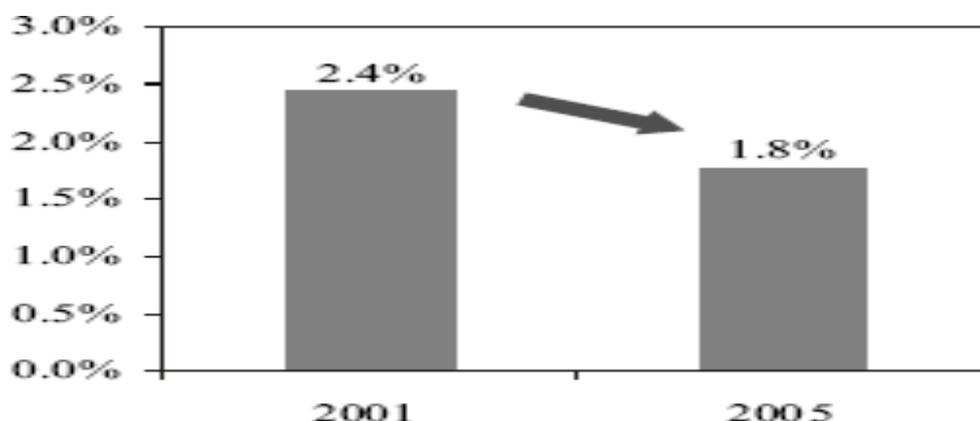
**Grafico N° 210, inversión en infraestructura y competitividad en el Perú / puntajes del indicador de productividad año 2005. (1= pobremente desarrollado, 7= entre los mejores del mundo)**



Fuente Original: Reporte de competitividad global 2001,2002 – 2006), elaboración y estimaciones IPE [2.2] Pág. 44

**NOTA2:** revisada gran parte de la literatura económica que sustenta el presente documento, resulta recurrente encontrar al Perú - Comparativamente con el mundo - en el quintil inferior de la mayoría de indicadores de servicios, tomar atención en esto el autor asocia – más adelante – esta ubicación como elemento potenciador de la inequidad social.

**Grafico Nº 211, inversión Total en Infraestructura de servicios públicos, como porcentaje del PBI**



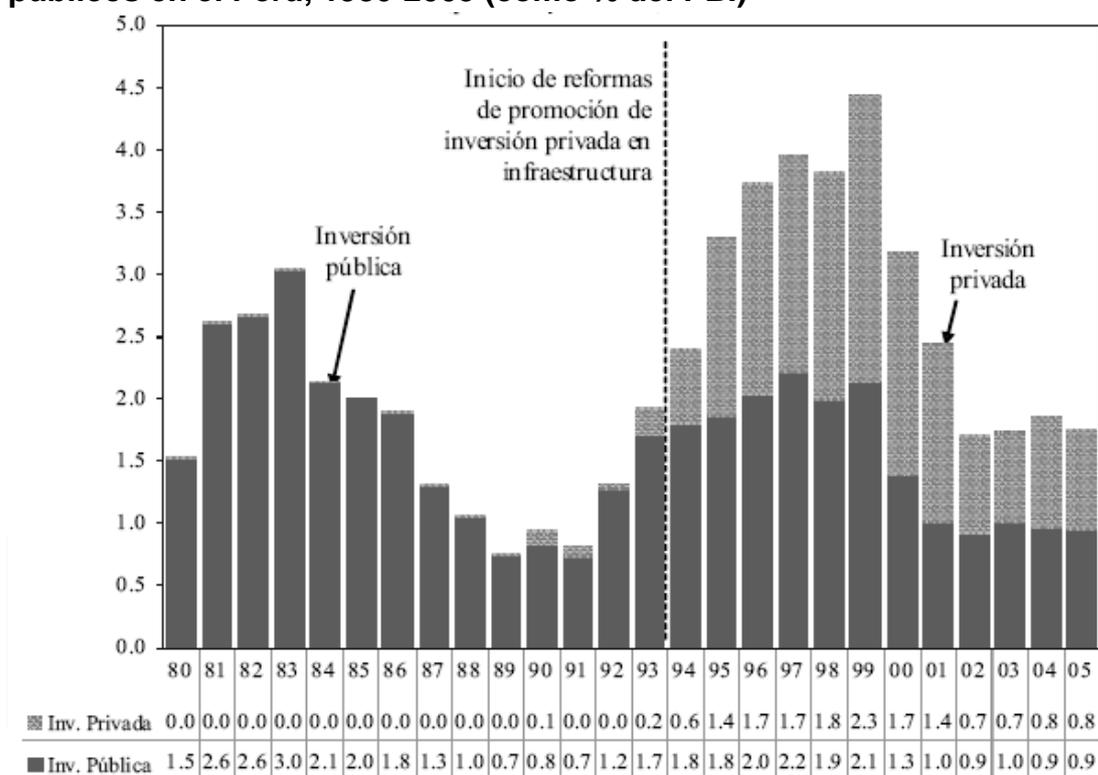
Fuente Original: Reporte de competitividad global (2001,2002 – 2006), elaboración y estimaciones IPE [2.2] Pág. 44

En los momentos que la economía peruana se agilizaba (iniciada a mediados del 2001) y despegaba de su letargo, los componentes de la economía se convierten en graduales e intensos consumidores de servicios públicos (electricidad, transporte, comunicaciones, gas) esto a la vez coincide con una retracción evidente en las inversiones en infraestructura de servicio publico, resulta cuando menos paradójico. Para ensayar una respuesta a está paradoja es útil revisar con cierto detalle el pasado reciente sobre inversión en infraestructura en el Perú. La inversión en infraestructura publica en el Perú, ah estado plagado de vaivenes (el lector debe tomar atención a las continuas referencias de la “limitada” linealidad en los indicadores producto generalmente a las políticas económicas impuestas, durante las ultimas cuatro décadas en el Perú). En el Periodo 1981 – 1984 se ubicaba en promedio en 2.4% del PBI, en

el periodo de 1984 – 1990 se reduce a 1.2% del PBI en promedio, entre 1994 – 1999 vuelve aumentar en un promedio de 3.6% del PBI [2.2], para luego nuevamente contraerse en el periodo 2000 – 2005 a un promedio de 2.1% del PBI.

El grafico N° 212, nos detalla la inversión en infraestructura durante los últimos 20 años, se debe tomar particular atención, el impulso que imprime la inversión privada en infraestructura.

**Grafico N° 212 Inversión pública y privada en infraestructura de servicios públicos en el Perú, 1980-2005 (como % del PBI)**

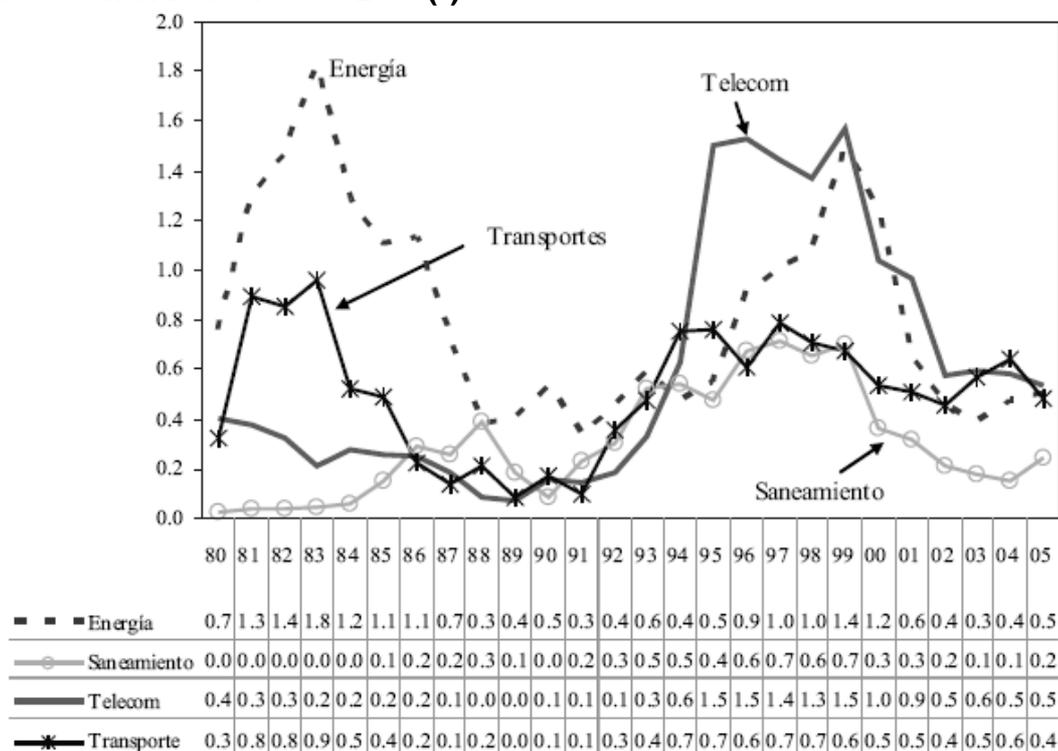


Fuente Original: MEF, MTC, MINEM, OSITRAN y Calderón y Servén (2004), elaboración IPE [2.2] Pág. 47

Una revisión rápida hacia que sectores se oriento la inversión en infraestructura de servicios públicos nos muestra el grafico N° 212, en la década de los 80 fue básicamente orientada al sector **Energía**, en la década de los 90 se oriento a telecomunicaciones, saneamiento y transporte siempre se desempeñaron marginalmente frente a estos dos sectores.

Una descripción más detallada, se observa en el grafico N° 213, en donde se resalta que el mayor crecimiento (analizando en un periodo de los últimos 25 años) de la inversión en infraestructura se da en el quinquenio 1995 – 1999.

### Grafico N° 213, Inversión total en infraestructura de servicios Públicos por sectores en el Perú 1980 – 2005(\*)



Fuente Original: MEF, MTC, MINEM, OSITRAN y Calderón y Servén (2004), elaboración IPE [2.2] Pág. 48 / (\*) En el sector Energía no se incluye la inversión en el proyecto de Gas natural de Camisea

### **(i) Inversión pública en Infraestructura en el Perú**

La primera mitad Década de los 80, el sector energía fue claramente el mayor receptor de inversión (ver Grafico 213), esto básicamente a la ejecución proyectos hidroenergeticos, en segundo lugar lo ubico el sector Transporte (impulsados por la construcción de la carretera Marginal de la Selva, reconstrucción en parte de de la carretera Lima Cañete). En general el impulso de la inversión en desarrollo de infraestructura en este periodo estuvo caracterizado por tres o cuatro grandes proyectos

La segunda mitad de la década de los 80, la inversión fue aun más limitada que en el periodo anterior, básicamente influenciada por la crisis económica – se detalla mas adelante - en que se encontraba el país.

En la década de los 90 el sector más favorecido por la inversión publica, fue en aquellos sectores donde el sector privado casi no participo, básicamente transporte y saneamiento. En el Periodo 1993 – 1999 la inversiones se oriento fuertemente a la red vial nacional [2.15A] (sector transporte). Así la inversión en el sector transporte alcanzo en promedio el 0.68% del PBI (350 MMUS\$) [2.2]

En el periodo de 1999 – 2001 la inversión publica en infraestructura disminuyo siendo en promedio de 2.1% PBI en 1999 a un promedio de 1% PBI en el año 2001. En el Periodo 2001- 2005 la inversión no se recupero ubicándose entre 0.9 - 1.0 % del PBI.

Según estudios del IPE [2.2] la característica del gasto Publico en este periodo fue básicamente orientado a la expansión del gasto corriente. Esto se detalla en el cuadro N°203.

[2.15A] Según el BID (2002), entre 1992 y el año 2000 el gobierno del Perú concertó préstamos por US\$ 1,809 millones para el sector.

## (ii) Inversión Privada en Infraestructura en el Perú

De la inversión Privada en Infraestructura, fue prácticamente nula en la década de los 80. En la década de los 90 - particularmente el año 1994 – la inversión privada orientó sus inversiones fuertemente a telecomunicaciones (un promedio anual de 0.89 % PBI en el periodo 1994 – 2005) y seguida por el sector Energía (un promedio anual de 0.40% PBI en el periodo 1994 – 2005), aunque la información mostrada no incluye (Cuadro N° 204), las inversiones asociadas al proyecto Camisea, estimadas en 1600.00 MMUS\$

**Cuadro N° 203, Inversión Pública en Infraestructura y Otros Rubros, periodo 2001 – 2005 (Millones de US\$)**

	2001	2002	2003	2004	2005	01-05	%
<b>(i) Infraestructura de servicios públicos</b>							
Saneamiento	115	119	109	106	190	639	7
Transporte	257	245	304	340	338	1,484	16
Energía	140	127	154	155	163	739	8
Telecom	26	27	43	58	56	210	3
Subtotal	538	518	610	659	747	3,072	34
% del PBI	1.0%	0.9%	1.0%	1.0%	1.0%	-	
<b>(ii) Gobierno Central-otras inversiones</b>							
Educación	99	101	111	124	198	634	7
Salud	93	29	29	44	59	254	3
Agro	125	145	178	157	157	761	8
Foncodes y "A Trabajar"	100	126	109	144	180	659	7
Resto del Gobierno Central	323	283	222	243	313	1,384	15
Subtotal	740	684	649	712	908	3,692	40
<b>(iii) Resto del SPNF-otras inversiones</b>							
Subtotal	381	390	457	551	610	2,388	26
<b>Inversión pública (i)+(ii)+(iii)</b>	<b>1,658</b>	<b>1,592</b>	<b>1,715</b>	<b>1,922</b>	<b>2,265</b>	<b>9,152</b>	<b>100</b>
% del PBI	3.5%	2.8%	2.8%	2.8%	2.9%	-	

Fuente Original: MEF, IPE, elaboración IPE [2] / SNPF = SISTEMA PUBLICO NO FINANCIERO. elaboración IPE [2.2]  
 Pág. 58

Aún así, se muestra que partir del año 2001, la inversión se retrajo en los sectores telecomunicaciones y energía, existen factores que motivaron esta situación, el cambio de políticas tributarias, la inestabilidad política y los ambientes de “alteración del orden público”, resultaron altamente nocivos al clima de inversiones [2.15.B]

[2.15B] El 2002 el denominado “Arequipazo” detuvo la privatización de las empresas eléctricas EGASA, EGESUR y SEAL, confirmando el clima adverso que existía hacia la participación del sector privado en la Provisión de servicios públicos

**Cuadro N° 204, Inversión Pública y Privada en el Perú (expresados en porcentaje del PBI) periodo 1980 – 2005**

(A) INVERSIÓN PÚBLICA

Periodos	Agua	Telecom	Transporte	Energía	Total Inversión Pública
1981 - 1985	0.07%	0.29%	0.74%	1.39%	2.49%
1986 - 1990	0.24%	0.13%	0.17%	0.62%	1.16%
1991 - 1995	0.42%	0.16%	0.49%	0.41%	1.47%
1996 - 2000	0.62%	0.20%	0.66%	0.47%	1.95%
2001 - 2005	0.20%	0.06%	0.47%	0.23%	0.97%
Quinquenio de mayor crecimiento					
1995 - 1999	0.65%	0.22%	0.70%	0.47%	2.04%

(B) INVERSIÓN PRIVADA

Periodos	Agua	Telecom	Transporte	Energía	Total Inversión Pública
1981 - 1985	0.00%	0.00%	0.00%	0.01%	0.01%
1986 - 1990	0.00%	0.02%	0.00%	0.01%	0.03%
1991 - 1995	0.00%	0.40%	0.00%	0.07%	0.48%
1996 - 2000	0.00%	1.19%	0.00%	0.68%	1.87%
2001 - 2005	0.02%	0.59%	0.07%	0.26%	0.93%
Quinquenio de mayor crecimiento					
1995 - 1999	0.00%	1.26%	0.00%	0.53%	1.80%

(C) INVERSIÓN TOTAL

Periodos	Agua	Telecom	Transporte	Energía	Total Inversión Pública
1981 - 1985	0.07%	0.29%	0.74%	1.40%	2.50%
1986 - 1990	0.24%	0.15%	0.17%	0.63%	1.20%
1991 - 1995	0.42%	0.56%	0.49%	0.49%	1.95%
1996 - 2000	0.62%	1.39%	0.66%	1.15%	3.82%
2001 - 2005	0.22%	0.65%	0.53%	0.50%	1.90%
Quinquenio de mayor crecimiento					
1995 - 1999	0.65%	1.48%	0.71%	1.01%	3.85%

**(d) Vínculos entre infraestructura, desarrollo y reducción de la pobreza**

La evidencia empírica, permite afirmar que la infraestructura de servicios públicos constituye el soporte para toda actividad económica moderna, por otro lado el sector privado utiliza los servicios públicos tanto para su consumo como para el aumento de la productividad mediante la reducción de esfuerzo [2.5].

En teoría, el incremento de la capacidad productiva potencial se soporta en una importante cantidad de infraestructura, el aumento de la productividad tiende a reducir los costos unitarios, además la expansión en cobertura de los servicios elevan el rendimiento interno de los proyectos que las empresas pueden llevar a cabo, lo cual incrementa la rentabilidad de las empresas (o de los colectivos beneficiados), esta situación genera mayores incentivos para que las empresas realicen inversiones lo cual lleva indefectiblemente a un incremento en el crecimiento, un racionamiento aparentemente impecable.

Respetando el racionamiento expuesto, exploremos como se desempeño el Perú al Respecto.

**NOTA 3:** El lector debe comprender la importante relación entre el crecimiento económico y el desarrollo de nueva infraestructura de servicios (Públicos), además debe estar dispuesto a aceptar que el crecimiento económico es fundamental para potenciar la productividad y reducir la pobreza, exploremos como se desempeño el Perú al respecto.

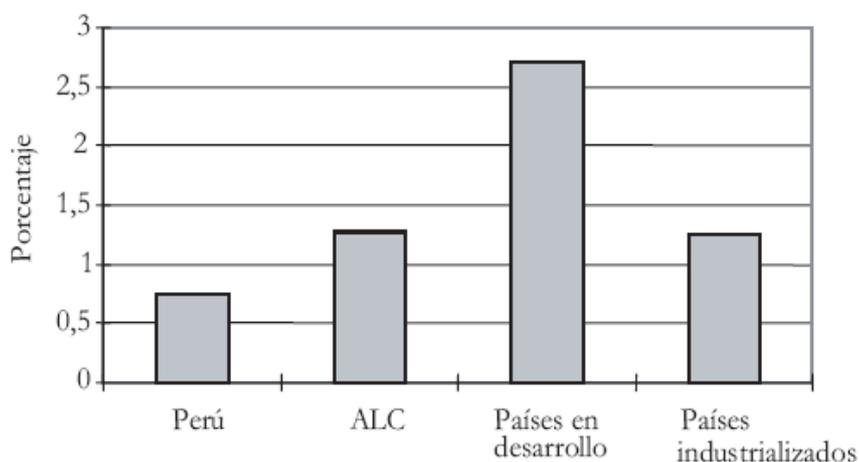
***“Dos rasgos preocupantes han caracterizado al Perú durante los últimos 45 años, un crecimiento económico bajo y una pobreza persistente”*** [2.16].

El demoleedor – y certero - comentario no es gratuito, basta con revisar la historia económica del Perú, permanentemente “afectada” por crisis de corto plazo, estrategias económicas poco definidas y vaivenes en la orientación de la política de gobierno, regularmente complementada con la dispersa cantidad

de “rumbos económicos” imprimiéndos por cada gobierno en su respectivo momento.

Considerando en conjunto los últimos 45 años el desempeño económico del país a sido decepcionante, Como se aprecia en el Grafico N° 214 el crecimiento medio del PBI per. Cápita del Perú contado desde 1960 – 2005, ah sido de 0.75 %, muy por debajo del promedio de la región LAC aproximadamente 1.25%, incomparables con el crecimiento en países desarrollados aproximadamente 2.75%.

### **Grafico N° 214, Crecimiento medio Per-cápita del Perú y otros países 1960 – 2004 /5**



Nota: Las Tasas Medias de crecimiento están calculadas hasta el 2004, con excepción del Perú, hasta el 2005, Fuente Original: Datos Banco Mundial / Elaboración: Autores varios Cap3 [2.16], Pág. 92

Como resultado del bajo crecimiento per. cápita el Perú ah ido perdiendo posiciones con respecto a los demás países, inclusive en la Región, por ejemplo la comparación con Chile resulta altamente “ALECCIONADORA”, mientras el Perú mantenía una considerable ventaja hasta inicios de la década de 1970, en la actualidad el nivel de producto medio del Perú es la mitad que la de Chile [2.16], Por otra lado no exclusivamente bajo el crecimiento sino que el mismo sufrió permanentes variaciones. Las variaciones sufridas, son en muchos casos indicadores claros de crisis económicas, ver Grafico N° 215.

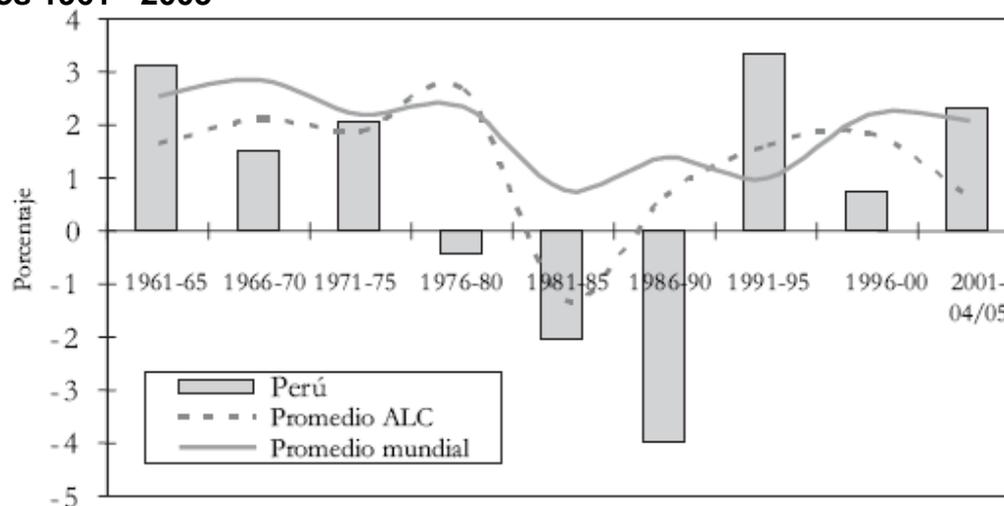
**NOTA 4:** En general -el autor adelanta una importante observación- de las diversa literatura consultada, de los resultados de campo, de las entrevistas realizadas y de la experiencia del autor, se observa que el crecimiento económico peruano es permanentemente cíclico pero con alteraciones en sus picos máximos y mínimos, en su frecuencia, periodo de tiempo e intensidad. La información consultada confirma que en la segunda década de los años 1960, la realidad comparada era distinta a la actual, mientras países de la región mantenían promedios de crecimiento económico menores a la peruana, limitada cobertura en servicios o en la calidad de provisión del servicio, además la sensación de la prosperidad en la sociedad peruana era alentadora muy por el contrario en la actualidad parte de sus antiguos “compañeros rezagados” lograron superar abiertamente, estableciendo para sus sociedades mejores estándares de calidad de vida - el autor ensaya la migración hacia países vecinos como Chile y Argentina como una evidencia -. La decepción es mayor cuando la comparativa se realiza con otras regiones del mundo, el este asiático por ejemplo tenía una media de indicadores económicos muy por debajo de la media peruana hasta inicios de los años noventa; actualmente en gran parte de los indicadores porcentuales nos superan por dos dígitos. Lamentablemente el autor no tuvo acceso a información - consistente - que confirme el nacimiento de SUPERHOMBRES en Corea del Sur o Chile durante los últimos 30 años de tal manera que esa opción se descarta (por el momento) totalmente. Es decir si sociedades similares y diversas pudieron sustentar un crecimiento sostenido de sus indicadores económicos y el incremento de la sensación de bienestar de su sociedad es acaso el ejemplo replicable. Las tasas de crecimiento en % del PBI destinadas a inversión en infraestructura asociados a estos países forman necesariamente parte de la respuesta.

Repasemos, ahora con cierto detalle la historia económica asociada al gráfico N° 215.

Desde 1960 hasta inicios de la década de 1970, el crecimiento per. Cápita del Perú creció promedio por encima del 2% anual, estaba muy cercano a la tendencia mundial y también al de la región, no obstante, en la década de 1970 se sembraron las semillas del colapso económico [2.16], mediante políticas que

atentaban contra la propiedad e inversión privada (expropiación de tierras, propiedades e industrias privadas y la política de sustitución de productos), en general una excesiva participación estatal en la vida económica y social del país.

**Grafico Nº 215, Crecimiento per. cápita del Perú por periodos de cinco años 1961 - 2005**



Fuente Original: Datos Banco Mundial / Elaboración: Autor varios Cap3 [2.16], Pág. 93

Los resultados de estas políticas, se pudieron observar en los años posteriores finales de las décadas del 1970, lo que siguió después es un deterioro permanente, en 1980 ingresa nuevamente un régimen democrático recibiendo una poco alentadora economía. La segunda mitad de la década de 1980, el aislamiento internacional las políticas y reformas ejecutadas perjudicaron la economía y limitaron -lo que fue peor - las capacidades futuras de crecimiento, la caída del producto per cápita a -4% sumada a una inflación de 7 mil por ciento (entre 1989 y 1990) y la creciente amenaza a la seguridad pública introducida por la acción de grupos terroristas - genocidas (alentadas por distorsiones y radicalismos de pensamientos de izquierda, la anomia de la componentes de la sociedad para enfrentarlos o el poco apoyo de los colectivos civiles a aquellos que se esforzaban por evitar la ampliación de estas actividades, la falta de acción, desinterés y ineficiente liderazgo del gobierno para enfrentarlos fue en suma UN DESASTRE), la suspensión del pago de la deuda externa ( y las naturales reacciones negativas del mercado de capitales internacional a esta acción) acompañada

de medidas restrictivas en la política comercial [2.16] permitieron llegar a 1990 con una situación de Caos.

Debemos anotar que efectivamente, esos años fueron malos para el crecimiento, tanto en Latinoamérica como en el mundo, efectivamente eran años malos, pero para el Perú, fueron “simplemente” desastrosos.

El gobierno adopto nuevas políticas económicas, la apertura económica, la desregulación del mercado, puso en marcha un gran programa estructural para combatir las costosas distorsiones de mercado y para reintegrar al país en la comunidad financiera [2.16], redujo los fuertes subsidios fiscales entre 1993 y 1997 el crecimiento volvió a ser positivo, pero durante le periodo 1998 – 2001 el PBI per. Cápita cayo 0.8 % por año.

A mediados del 2001 coincidentemente con la entrada de un nuevo gobierno, la economía se reactiva rápidamente alentada por un entorno exterior favorable, la economía creció a una tasa promedio de 5%, (a la fecha de elaboración del presente documento sigue al tendencia creciente) en septiembre del año 2006 [2.18], el crecimiento del Perú, acumulaba 62 meses de crecimiento continuo, existe entonces fuertes vínculos del crecimiento que lo une ahora con el consumo interno.

Dentro de la literatura económica se identifica a Wagner [2.19], como pionero teórico en el tema, en los escritos de Wagner de 1883 [2.5], sostenía que el aumento de densidad poblacional y urbanizaciones generan aumento del gasto publico debido a la necesaria ampliación de la cobertura de los servicios publicos para atender está nueva demanda ampliada. Luego de la Segunda Guerra Mundial. Samuelson (1954), Tiebout (1956), Hirschman (1973) y Musgrave (1957) continuaron “tibiamente” con el debate. Es en la década de 1980 donde se expande el debate y las relaciones sobre la afectación de la inversión en infraestructura pública y crecimiento económico. Esta fue motivada por la “**crisis de la Infraestructura**” surgida en EEUU.

[2.17] En opinión del autor estos penosos acontecimientos, aparentemente resultarían de una extrapolación de la realidad, pero la abundante literatura económica sobre el tema es contundente.

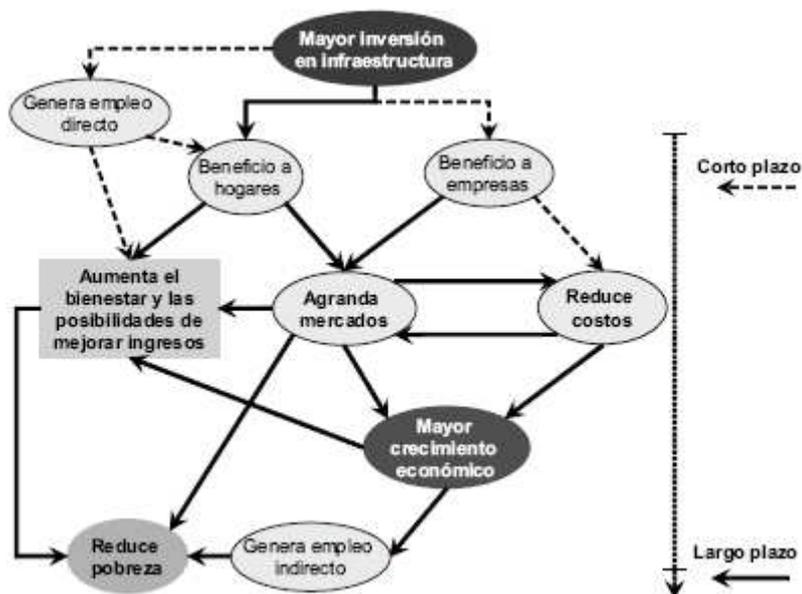
En general los mecanismos por los cuales un mayor acceso a infraestructura incide sobre la reducción de la pobreza son diversos y dependen de los agentes a los cuales afectan y el contexto de otras variables con las cuales interactúa, la evidencia empírica permite sostener que efectivamente la inversión en infraestructura aumenta la productividad, la productividad incide favorablemente sobre el crecimiento económico, para el caso de los hogares el aumento de infraestructura en servicios públicos, aumenta la sensación de bienestar [2.2], por principio todo ello necesariamente debe influir en la reducción de la pobreza pero se debe tomar en cuenta el espíritu de la definición inicial sobre infraestructura, la particularidad de ser orientada necesariamente hacia la provisión de un servicio además la disponibilidad física de la infraestructura no garantiza el correcto uso de la misma particularmente en el caso de los pobres.

En relación al acceso a los servicios de infraestructura por parte de los sectores de menores recursos, se pueden limitar debido a tres factores de acuerdo a Pouliquen [2.2].

- (i) La exclusión por la lejanía del Bien.
- (ii) La exclusión por el valor de las tarifas ( en caso ser muy elevadas)
- (iii) La exclusión por motivos sociopolíticos (étnicos, políticos, etc)

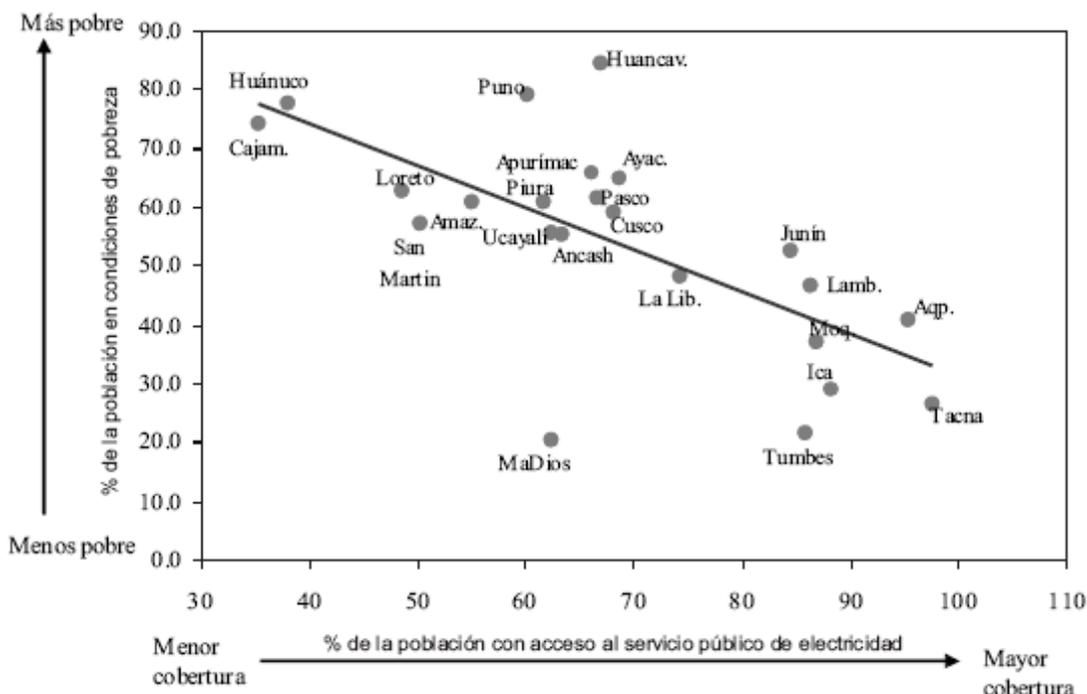
La evidencia empírica - las relaciones entre provisión de servicios vs pobres fortalecen esta evidencia - permite afirmar que el acceso al uso de infraestructura para servicios públicos, permite aumentar la sensación de Bienestar (ver cuadro N° 205), además existe el beneficio del ahorro de tiempo y aumento de productividad (esto es particularmente importante en el sector agrario). Recordar que en el Perú las personas de menores recursos económicos provienen básicamente de actividades agrícolas. Hay efectos positivos en la salud, en el costo de transporte, un mayor acceso a la información (mejora importante en horas de lecturas nocturnas), efectos sobre la calidad en la educación.

**Grafico Nº 216, ¿como la infraestructura en servicios públicos contribuye al desarrollo?**



Fuente Original: Prud Homme [2.1] / Elaboración IPE [2.2], Pág. 64

**Grafico Nº 217-A, Cobertura de Electricidad y Pobreza 2004 (en porcentaje de población)**



Fuente: MINEM e INEI / Elaboración IPE [2.2], Pág. 70.

La relación entre pobreza y falta de acceso de la infraestructura también es tomada en cuenta por la ONU, en el reporte del 2004 del Programa de Naciones Para el desarrollo Humano (PNUD), en el reporte se construye un indicador de integración económica que combina variables de integración física (carreteras y vehículos), integración económica (mercados de trabajo y de crédito), integración eléctrica, integración telefónica e informática [2.2], el indicador es denominado Coeficiente de Integración Económica Regional (CIER). El cual varía entre cero y uno [0 – 1], aquellas que presentan un menor índice de desarrollo humano también presentan un nivel de integración que se acercan a cero, por el contrario mientras el índice de desarrollo humano aumenta el nivel de integración es mayor y se acercan a uno.

### Cuadro Nº 206, Características por condición de pobreza y ubicación geográfica 2003

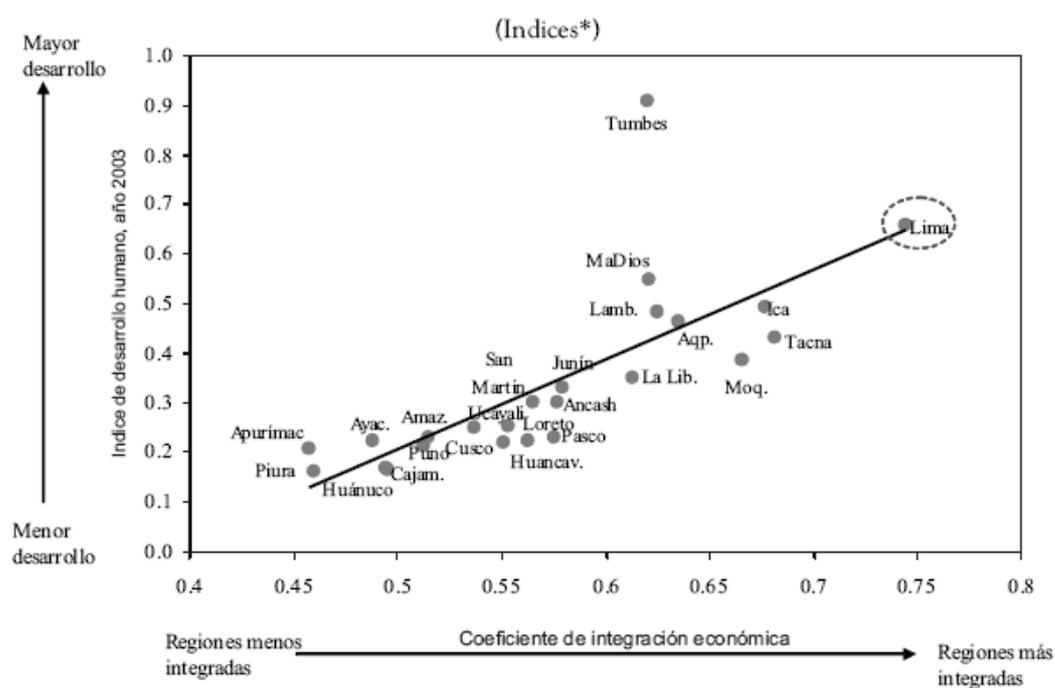
	Lima Metropolitana			Otras Zonas Urbanas			Zonas Rurales		
	Total	No pobre	Pobre	Total	No pobre	Pobre	Total	No pobre	Pobre
Ingreso per cápita <sup>1</sup>	818	1037	237	396	530	166	172	304	100
Gasto per cápita <sup>1</sup>	577	719	199	340	450	149	168	285	104
Tamaño familia	4.4	4.0	5.6	4.4	3.8	5.4	4.4	3.3	5.0
<b>Condiciones en el hogar:</b>									
Nº personas por habitación	1.5	1.2	2.3	1.6	1.2	2.2	2.2	1.4	2.6
Vivienda inadecuada	7.4	3.9	16.7	7.9	4.4	14.0	14.7	14.3	14.9
Hogar sobrehabitado	6.0	2.2	16.1	7.8	3.1	16.0	18.5	6.1	25.2
<b>Acceso a servicios públicos:</b>									
Agua	82.9	88.2	68.7	70.6	77.5	58.7	32.8	40.2	28.7
Electricidad	98.0	98.5	96.9	91.2	95.8	83.2	31.8	45.9	24.1
Saneamiento	81.4	87.0	66.3	61.1	72.3	41.6	5.7	10.8	2.8
Telefonía	49.5	61.4	17.8	23.7	33.9	6.1	0.4	0.9	0.0
Gas	80.8	83.8	72.9	58.1	70.9	35.9	8.7	18.9	3.2
<b>Sector informal:</b>									
Trabajo del jefe de familia	60.7	53.7	77.9	71.5	63.8	84.1	93.3	86.3	96.9
<b>Sector económico al que pertenece el jefe familiar:</b>									
Primario	2.2	1.9	3.0	26.6	19.5	38.3	85.3	75.4	90.5
Público	4.8	5.5	2.9	5.7	7.0	3.6	1.7	2.9	1.0
Construcción	10.8	8.9	15.3	5.9	4.2	8.6	1.8	2.0	1.6
Manufacturas	17.5	17.0	18.7	10.6	10.6	10.6	2.3	2.8	2.0
Servicios	64.7	66.6	60.1	51.3	58.8	39.0	9.0	17.0	4.9

Fuente: Banco Mundial 2005, sobre la base de la encuestas nacional de hogares 2003 ENAHO / Elaboración IPE [2] / 1/ Soles mensuales en Promedio

El gráfico N° 218, muestra el de Perú y sus regiones, tomando como referencia comparativa a Lima.

Por otro lado, la carencia - o ineficiencia - del servicio público, necesariamente orienta a un “sobrecosto” (comparativamente contra aquellos que ya los tienen y desarrollan las mismas actividades económicas, sean usuarios industriales u hogares) para la provisión del servicio. Para estimar los costos por la carencia - o ineficiencia – de infraestructura se identifican principalmente dos [2.20]:

### Grafico N° 218, Índice de Desarrollo Humano y Coeficiente de Integración Económica Regional PNUD



(\*)Valores del CIER: índice = 0, integración nula; índice = 1 integración perfecta Fuente: reporte PNUD 2004, elaboración IPE [2.2] Pág. 74

[2.20] SOBRECOSTOS PARA LOS PERUANOS POR LA FALTA DE INFRAESTRUCTURA - Estimación de los costos de transacción producto del déficit en infraestructura de servicios públicos (2005) - Universidad del Pacífico Centro de Investigación. Pág. 13

Costos de Transacción (CT), referido al mayor gasto que se tiene que efectuar, para sustituir la provisión del servicio mediante el uso de sustitutos más caros y menos eficientes.

Perdida de Eficiencia Social (PES), Debido al mayor precio de los sustitutos, el consumo se reduce y afecta la sensación de bienestar.

El siguientes Cuadros N° 207 y N° 208, muestra un resumen general de la situación de las provincias (regiones) comparadas con Lima, la información representada en el cuadro permite concluir que en general aquellos que los pobladores de las provincias (regiones) incurrir **más gasto con el objeto de suplir la falta de cobertura o la ineficiencia en la prestación del servicio público.**

**Cuadro N° 207, resumen de costos en transacción de servicios públicos (millones de US\$)**

Servicio Público	Lima	Provincias	Total
<b>Electricidad</b>	<b>0</b>	<b>662.8</b>	<b>662.8</b>
<b>Telecomunicaciones</b>	<b>0</b>	<b>134.6</b>	<b>134.6</b>
<b>Saneamiento</b>	<b>93.0</b>	<b>148.8</b>	<b>241.8</b>
Carreteras	0	187.5	187.5
Puertos	128.0	26.3	154.3
Aeropuertos	15.7	28.2	43.9
<b>Transportes</b>	<b>143.7</b>	<b>242.0</b>	<b>385.7</b>
<b>Total MM US\$</b>	<b>236.7</b>	<b>1,188.3</b>	<b>1,425.0</b>

Fuente: José Luis Bonifaz, Jorge Fernandez - Baca, otros [2.20]

Por otro lado, la literatura económica se encarga de suministrar evidencia que demuestra cómo los hogares más pobres pueden mejorar sus ingresos económicos cuando acceden a servicios públicos. Los autores Escobal y Torero (2000) [2.20A] estudiaron el caso peruano y analizaron el impacto de los hogares peruanos rurales al acceder a los servicios públicos.

**NOTA 6:** Es útil recordar que en el Perú, a nivel regional el 72% de los que viven en zonas rurales se encuentran en condición de pobreza y el 43% de los que viven en zonas urbanas también [2.2].

**Cuadro N° 208, costos en transacción de servicios públicos (millones de US\$)**

Servicio Público	Lima	Provincias	Total
<b>Energía</b>	<b>0.0</b>	<b>662.8</b>	<b>662.8</b>
CT	0.0	130.5	130.5
PES	0.0	532.3	532.3
<b>Telecomunicaciones</b>	<b>0.0</b>	<b>134.6</b>	<b>134.6</b>
CT	0.0	132.1	132.1
PES	0.0	2.6	2.6
<b>Saneamiento</b>	<b>93.0</b>	<b>148.8</b>	<b>241.8</b>
CT	62.6	93.8	156.4
PES	30.4	55.0	85.4
<b>Carreteras</b>	<b>0.0</b>	<b>187.5</b>	<b>187.5</b>
CT	0.0	187.5	187.5
<b>Puertos</b>	<b>128.0</b>	<b>26.3</b>	<b>154.3</b>
CT	122.9	14.4	137.3
PES	5.1	11.9	17.0
<b>Aeropuertos</b>	<b>15.7</b>	<b>28.2</b>	<b>43.9</b>
CT	15.7	28.2	43.9
PES	0.0	0.6	0.6
<b>Total Transportes</b>	<b>143.7</b>	<b>242.0</b>	<b>385.7</b>
<b>TOTAL</b>	<b>236.7</b>	<b>1,188.3</b>	<b>1,425</b>
CT	201.2	585.8	787.1
PES	35.5	602.5	638.0

Fuente: José Luis Bonifaz, Jorge Fernandez - Baca, otros [2.20], Pág. 61 / CT Costos de transacción

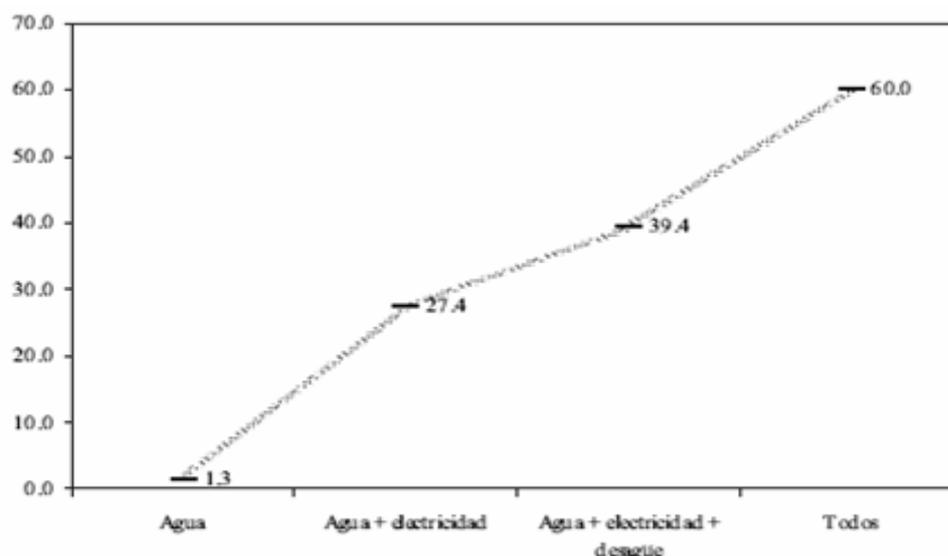
El estudio de Escobal y Torero (2000) señala que la provisión de nueva infraestructura para brindar un servicio público, tiene un impacto más favorable en los “no pobres” que en los “pobres”, esto se explica porque los no pobres poseen mayores herramientas para potenciar la productividad asociada a la nueva provisión del servicio. Pero la brecha del impacto se reduce considerablemente cuando a los no pobres se le suministra dos o mas servicios.

En un trabajo posterior los mismo autores Escobal y Torero (2004) [2.20B] realizan estimaciones sobre las relaciones entre provisión de servicios y aumento de ingresos económicos concluyendo que: el acceso a electricidad tiene mayor impacto y el menor es ofrecido por el acceso a agua potable (ver figura N° 219), es natural validar está información debido a que el acceso al agua potable no incide fuertemente en el aumento de ingresos económicos, pero incide fuertemente en la salud lo que beneficia – indirectamente - la reducción de gastos. Además otra importante conclusión es que en caso de acceder a los servicios públicos principales (agua, desagüe, electricidad y telefonía) el ingreso medio de la población rural aumentaría hasta en un 60%.

Exploremos ahora como el tema de la reducción de la pobreza mediante la inversión para el desarrollo de nueva infraestructura para servicios públicos, se relaciona con “Los Objetivos del Desarrollo del Milenio (ODM)”.

En septiembre del año 2000, por primera vez en la historia los lideres políticos de todas las naciones del mundo se reunieron para definir orientar sus acciones hacia objetivos específicos, como la reducción de pobreza, la mejora de salud de las personas, la educación y el sostenimiento del ambiente [2.21], La conferencia de la cumbre del milenio determino como el responsable de monitorear el progreso de las metas a la Organización de Naciones Unidad (O.N.U).

**Figura N° 219, Incremento de ingresos del hogar al acceder a uno o mas servicios públicos (en variación porcentual)**



Fuente Original: Escobal y Torero (2004), elaborado por IPE [2.2] Pág. 84

El cuadro N° 209, describe los objetitos de desarrollo del milenio son ocho objetivos principales cada uno de ellos incluye objetivos intermedios, se estableció el plazo de desarrollo de los OMD's en 25 años (debido a la cantidad y calidad de información este plazo es contado desde 1990), lo que determina que el año 2015 como fecha limite para completar el desarrollo de los objetivos. Se reconoce que el desarrollo de nueva infraestructura (principalmente la infraestructura económica: electricidad, agua, saneamiento, telefonía) permite un valioso aporte a cumplir los OMD's

El secretario de la ONU Koffi Annan, concluye en la parte mas relevante de su reporte la necesidad a:

***“Enfocarse en Inversiones de infraestructura económica y social es una de las cinco áreas claves necesarias para un salto cuántico en escala y alcance [2.21]”***

Los cuadros N° 210 - A y N° 210 -B muestran el impacto de la infraestructura en el ODM

[2.20A] “Measuring the Impact of Asset Complementaries: The Case of Rural Peru”. Grupo de Análisis para el Desarrollo. 2000

[2.20B] “Análisis de los Servicios de Infraestructura Rural y las Condiciones de Vida en las Zonas Rurales de Perú”.

[2.21] Infrastructure and the Millennium Development Goals Oct 2004 - session on Complementarity of Infrastructure for Achieving the MDGs, Berlin 27 Oct) Christopher Willoughby

## Cuadro Nº 209 Objetivos de Desarrollo del Milenio

Los ODM para el 2015 son ocho (8) y a continuación se describen las implicancias que cada uno de estos tiene.

**ODM 1: Erradicar la pobreza extrema y el hambre**

- Reducir a la mitad el porcentaje de personas cuyos ingresos sean inferiores a 1 dólar por día.
- Reducir a la mitad el porcentaje de personas que padecen hambre.

**ODM 2: Lograr la enseñanza primaria universal**

- Velar por que todos los niños y niñas puedan terminar un ciclo completo de enseñanza primaria.

**ODM 3: Promover la igualdad entre los géneros y la autonomía de la mujer**

- Eliminar las desigualdades entre los géneros en la enseñanza primaria y secundaria, preferiblemente para el año 2005, y en todos los niveles de la enseñanza para 2015.

**ODM 4: Reducir la mortalidad infantil**

- Reducir en dos terceras partes la tasa de mortalidad de los niños menores de 5 años.

**ODM 5: Mejorar la salud materna**

- Reducir la tasa de mortalidad materna en tres cuartas partes.

**ODM 6: Combatir el VIH/SIDA, el paludismo y otras enfermedades**

- Detener y comenzar a reducir la propagación del VIH/SIDA.
- Detener y comenzar a reducir la incidencia del paludismo y otras enfermedades graves.

**ODM 7: Garantizar la sostenibilidad del medio ambiente**

- Incorporar los principios de desarrollo sostenible en las políticas y los programas nacionales; invertir la pérdida de recursos del medio ambiente.
- Reducir a la mitad el porcentaje de personas que carecen de acceso al agua potable.
- Mejorar considerablemente la vida de por lo menos 100 millones de habitantes de tugurios para el año 2020.

**ODM 8: Fomentar una organización mundial para el desarrollo**

- Desarrollar aun más un sistema comercial y financiero abierto, basado en normas, previsible y no discriminatorio. Ello incluye el compromiso de lograr una buena gestión de los asuntos públicos y la reducción de la pobreza, en cada país y en el plano internacional.
- Atender las necesidades especiales de los países menos adelantados. Ello incluye el acceso libre de aranceles y cupos para las exportaciones de los países menos adelantados, el programa mejorado de alivio de la deuda de los países pobres muy endeudados y la cancelación de la deuda bilateral oficial y la concesión de una asistencia oficial para el desarrollo más generosa a los países que hayan mostrado su determinación de reducir la pobreza.
- Atender a la necesidades especiales de los países en desarrollo sin litoral y de los pequeños Estados insulares en desarrollo.
- Encarar de manera general los problemas de la deuda de los países en desarrollo con medidas nacionales e internacionales a fin de hacer la deuda sostenible a largo plazo.
- En cooperación con los países en desarrollo, elaborar y aplicar estrategias que proporcionen a los jóvenes un trabajo digno y productivo.
- En cooperación con las empresas farmacéuticas, proporcionar acceso a los medicamentos esenciales en los países en desarrollo.
- En colaboración con el sector privado, velar por que se puedan aprovechar los beneficios de las nuevas tecnologías, en particular, los de las tecnologías de la información y de las comunicaciones.

Fuente: PNUD 2004 / elaboración IPE [2.2], Pág. 85.

### **(e) Mecanismos para la inversión en la infraestructura**

De los mecanismos para enfrentar en desarrollo nueva infraestructura la literatura económica indica al respecto que esta discusión involucra al sector privado y al sector público hasta ahora los motivos de intervención se desarrollaron indistintamente si las inversiones para el desarrollo de nueva infraestructura son ejecutadas por el sector público o por el sector privado, ahora las opciones convierten los escenarios en más complejos (o favorablemente diversos en opinión del autor).

Por ejemplo: lo construye el público y lo administra, lo construye el privado y también se encarga de administrarlo, los construye ambos, lo construye el privado lo administra y luego se lo entrega al público, lo construye el público y lo administran juntos privados y públicos, sea como fuere las combinaciones en cualquier caso involucra un efecto sobre el costo del servicio no es la misma y varía necesariamente de caso en caso, lo cual a su vez genera un efecto - la magnitud del efecto es un tema de permanente discusión - sobre la provisión del servicio.

Para explicar esto Prud Homme (2004) [2.1] sobre el desarrollo de una nueva infraestructura de transporte (para el caso un puente), de esta manera el plantea un caso típico y desarrolla las siete opciones sobre la provisión del servicio y modalidad de operación de este. El autor propone también aplicable para el caso en desarrollo del presente documento.

- (1) Opción Pública Pura.- Una entidad del gobierno que la construye y su uso es libre.
- (2) Opción Privada Pura.- Es construido y operado por un privado - en un marco de una concesión autorizada por una entidad pública - los usuarios pagan un peaje que permite compensar la inversión privada, pero el monto del peaje es usualmente negociado con alguna entidad pública.

- (3) Publico – Opción Peaje.- La infraestructura es operada y construida por una entidad publica, está ultima pone un peaje a los usuarios, estos peajes aumentan la caja y permiten sustituir algunos impuestos que afectaban a la colectividad beneficiada, el monto del peaje es en magnitud menor al de la opción privada pura.
- (4) Privado con la Opción de Subsidio.- La infraestructura es construida y operada por el privado, el costo del peaje es negociado con la entidad pública autorizada y un porcentaje de este peaje es subsidiado. Este subsidio puede ser un porcentaje de la inversión inicial, también existe la opción que este subsidio es pagada en los peajes como un porcentaje.
- (5) Opción Peaje Sombra (Shadow-toll option).- La infraestructura y operación es realizada por un privado, existe un peaje pero este peaje no es pagado por los usuarios es pagado por la autoridad competente, el peaje se negocia y puede ser más bajo que la opción privada pura
- (6) Opción Publica Retrasada .- Está opción es igual que la publica, pero es ejecutada retrasada en el tiempo (su aplicación es básicamente comparativa, para tener un amplio panorama de todas las opciones que asaltan a los responsables de un proyecto de infraestructura)
- (7) Opción No hacerla. – Es la opción de no realizar la infraestructura ( Su aplicación es básicamente comparativa con la demás opciones)

Algunas expresiones conexas [2.22] y comunes para el tratamiento legal de proyectos de desarrollo en infraestructura financiados con inversión privada, son clasificados según régimen de propiedad, participación privada o de la infraestructura de la que se trate. A continuación se explican algunos mecanismos:

- (i) **Construcción - Explotación - Traspaso (CET), En Ingles Bulding, Operation Transfer (BOT)**, cuando la autoridad contratante selecciona un concesionario para financiar y construir una obra o sistema de infraestructura, y concede a esa entidad el derecho a explotarlo comercialmente durante cierto período, al final del cual se traspasa la obra a la autoridad contratante.

(ii) **Construcción-Traspaso-Explotación (CTE)**, este tipo de proyecto es una variante del (i), se diferencia que luego de ser construida la infraestructura es entregada a la autoridad pública competente y es esta quien la entrega en concesión.

(iii) **Construcción – Arrendamiento – Explotación – Traspaso (CAET)**, Son variantes de (i) e (ii), en las que además de las condiciones normales de proyectos tipo CET, el concesionario arrienda los bienes físicos que sirven de soporte a la infraestructura según un periodo de acuerdo.

(iv) **Construcción - propiedad - Explotación - Traspaso (CPET), en ingles Building, Own, Operate, Transfer (BOOT)**, en estos proyectos el concesionario se compromete a financiar, construir, explotar y mantener cierta obra de infraestructura a cambio debe preservar el derecho de percibir honorarios de sus usuarios. Por lo tanto la entidad privada será propietaria de la obra y de sus bienes conexos hasta que se traspasen a la autoridad pública competente.

(v) **Construcción – Propiedad - Explotación (CPE)**, en estos proyectos el concesionario es propietario permanente de la obra y no mantiene obligación de traspasarle a la autoridad pública competente.

Retomado el ejemplo del Puente, si uno aplica los mismos datos de ingreso e introduce cualquiera de los siete (7) mecanismos, es evidente que el análisis de costo beneficio resultan diferentes, pero el puente sigue siendo el mismo, Prud Homme [2.1] identifica tres razones para estas diferencias:

**Razón N° 1.-** Exclusión de los usuarios: el costo del Peaje elimina a algunos usuarios – se solicita al lector especial atención en este concepto – según nuestras opciones (las siete) nos llevan a diversos montos de peaje y estos a su vez afectan de diversa manera las ventajas asociadas a cada opción. Pero si validaríamos como único criterio la

exclusión del servicio solo la opción pública pura y el peaje sombra serian las usadas.

**Razón N° 2.-** Mayor eficiencia del Sector privado: la evidencia empírica demuestra que el sector privado mantiene mayor eficacia, y puede ensayar cuatro razones para esto ultimo [2.1], (i) El sistema de recompensa es mejor en el sector privado que en el publico resumiendo se recompensa a la gente que entrega mejor los demás son castigados, (ii) por razones altamente respetables, en el sector publico los procedimientos contables y de desembolso son mas rígidos, (iii) El privado se beneficia más de la economía de escala que el publico, (iv) El conocimiento técnico y la innovación están ahora mas en manos del sector privado que en el sector publico.

**Razón N° 3.-** Distorsiones del Impuesto: Puntualmente una de los (múltiples) objetivos del impuesto es poder financiar obras públicas, ahora según la clasificación de los proyectos según la intervención privada, existe una tarifa de peaje que de alguna manera es también ejecutada por el beneficiario lo que introduce aparentemente un “doble pago”, esto contribuye a una distorsión.

Hasta el momento la información aporta solamente parte –sustancial - de la respuesta, realmente cual es la mejor opción de inversión para el desarrollo de nueva infraestructura, la realizada por el sector privado, la realizada por el sector público o algún tipo de combinación de ambos.

Aun así la respuesta tiene varias aristas, dependiendo si el criterio de aceptación es el de: beneficio económico, si es el de beneficio social, si se prioriza la eficiencia en el gasto, si el beneficio es exclusivamente político, si el beneficio es mixto para iniciar la respuesta vinculado al caso en estudio mediante la información ya provista partamos de hechos documentados.

Más del 50% de la población peruana se encuentra en situación de pobreza [2] (la situación de pobreza está asociada principalmente a las actividades agrícolas primarias por lo tanto su ubicación geográfica es mayoritariamente rural [2.2]), la situación de pobreza está asociada a la ausencia de cobertura de servicios públicos, el impacto en la reducción de pobreza mediante el desarrollo de nueva infraestructura es considerable (Calderón y Server 2004), los gobiernos peruanos a lo largo de las últimas décadas se han caracterizado por vaivenes en sus políticas económicas, en las últimas décadas se han entregado partes (casi todas) de la cadena de valor de los servicios públicos (ejemplo el eléctrico, telecomunicaciones) al sector privado la evidencia indica que esto influyó determinadamente en una mejora considerable en la provisión del servicio, por otro lado durante los últimos 5 años el gobierno se retrajo de realizar inversiones en infraestructura pública dando preferencia al gasto corriente (lo que lo rezago aún más de sus compañeros en la región, situación comparativa más crítica aún), esto genera que los colectivos exijan (cada vez más subiendo el tono de la protesta) mayor cobertura de los servicios pero con mejores condiciones o iguales condiciones a las provistas en otras zonas (para el autor esto responde equivocadamente únicamente al costo de provisión del servicio). Esto debe entenderse como los colectivos le exigen -indirectamente- mayor eficiencia en el gasto al sector público.

Por otro lado el sector público tiene una cantidad enorme de prioridades y el sector privado (importante usuario de la provisión del servicio) requiere aumentar su productividad para lograr sus fines privados (que son complementados a la lucha de reducción de la pobreza), el gobierno peruano aun mantiene una economía pobre [2.23] por lo cual debe minimizar sus gastos (compensando su gasto social) lo que determina que debe imperiosamente reducir la magnitud de sus errores y minimizar la incertidumbre en los proyectos que ejecute con fondos públicos (rigurosidad del S.N.I.P.).

Entonces es necesario para complementar la respuesta, distinguir los errores en los que se incurre al proyectar la inversión en desarrollo de nueva infraestructura.

En la literatura económica - una vez más – esto es parte de un candente y apasionante debate, Prud Homme [2.17] lo define de manera muy didáctica distinguiendo 4 tipos de errores:

**Tipo I: Substantivos**, explica errores en la evolución de la actividad. El proyecto a posteriori no necesariamente puede ser como el proyecto ante ex, cambios climáticos, información no documentada, cambios políticos, aumento inusual de la demanda. De existir costos adicionales estos no pueden considerarse como sobrecostos sino como costos del proyecto esto significa que hay riesgos substantivos en inversiones de infraestructura.

**Tipo II: Económicos**, riesgos asociados a la evolución del clima económico total, se explica por la relación de las inversiones infraestructura con la renta y de la actividad. El desarrollo económico de un país es más allá de la responsabilidad de los planificadores, esta afectación pudiera ser aplicable a cualquier producto pero debemos diferenciar que la inversión en infraestructura implica capital masivo duradero e inmóvil.

---

[2.23] Ver Ubicación en el Ranking de pobreza del Perú

**Tipo III: Técnicos**, las inversiones para el desarrollo de nueva infraestructura - considerables en magnitud – obedecen generalmente a modelos novedosos e imperfectos, debidos al periodo de duración están afectados a cambios climáticos, naturales, económicos, sociales, protestas, huelgas, usurpación de la propiedad (tristemente celebre por el nombre de “Toma”).

**Tipo IV: Institucionales**, a lo mejor los errores existen porque los involucrados en ellos no tienen la intención de equivocarse, obedeciendo a intereses subalternos (corrupción por ejemplo)

Ahora diferenciados, bajo estas perspectivas analicemos como afectan estos errores a los esquemas de inversión sean públicos o privadas.

(i) Errores en Esquema de Inversión Pública.- Los funcionarios públicos son proclives a subestimar costos y maximizar ganancias con el objetivo de favorecer “sus proyectos” es una conclusión a la que llegó Flyvbjerg y otros autores (2002) [2.24]. Flyvbjerg fue el conductor de un proyecto (bajo el auspicio de la Universidad de Aalborg [2.25]) el cual analizó más de 200 proyectos tanto de países desarrollados como países en vías de desarrollo en proyectos de transporte (ver cuadro N° 211), estos resultados coinciden con la literatura sobre el tema, estudios emprendidos por Pickrell (1990) en EEUU, encontró que sobre la base de 10 proyectos de transporte encontró costos medios de capital excedidos en un 61%, Odeck (2004), revisando costos de la construcción de 620 proyectos del camino en Noruega, encuentra los excesos medios del 8%.

**Cuadro N° 211, Pronostico de errores del Costo de Construcción en Proyectos de Transporte y errores en el pronóstico del Tráfico.**

	Construction costs			Traffic		
	Number	Error	sd	Number	Error	sd
Rail projects	58	+45%	(38)	27	-39%	(52)
Road projects	167	+20%	(30)	183	-9%	(44)
Fixed links	33	+34%	(62)			
All projects	258	+28%	(39)	210		

Source : Flyvbjerg 2003, chapter 2 and 3 ; sd = standard deviation

Fuente: Prud & Homme[2.1], pag 32

Por otro lado los políticos están dispuestos a ser fácilmente “engañados”, aceptan este tipo de proyectos pensando menos en la rentabilidad social y más en la **inauguración**.

(ii) Errores en el esquema de Inversión privada.- Son usualmente más eficientes comparados con el publico debido a la responsabilidad y la estructura de control impuesta por los financistas. En otros Casos es común recoger comentarios sobre que las pérdidas en la inversión de infraestructura se convierten en la ganancia para las empresas constructoras - generalmente accionista de esta última – Existe una frase que muestra el papel de la intervención del agente publico en las inversiones en desarrollo de nueva infraestructura cuando éstas son efectuadas por un privado: **“The Public Agent is a Very Active Back Seat Driver”** [2.1].

**NOTA 7:** Para ampliar el criterio de decisión, recojamos algunos mensajes propuestos por Marianne Fay y Mary Morrison (2005) [2.26] luego de revisar la experiencia de al region LAC en inversión en infraestructura.

**Mensaje 1 América Latina Debe gastar más en infraestructura**.- El nivel de las inversiones siempre esta condicionado a los objetivos, por ejemplo si la meta en la región LAC es la cobertura universal para agua y saneamiento y electricidad podría alcanzarse a lo largo de 10 años con aproximadamente 0,25% del PIB regional [2.26], el mantenimiento de los actuales ...

[2.24] Flyvberg, Bent, Nils Bruzelius & Werner Rothengatter. 2003. *Megaprojects and Risk – An Anatomy of Ambition*. Cambridge: Cambridge University Press. 207p. / Flyvbjerg, Bent, Mette Skamris Hom and Soren L. Buhl. 2002. “Underestimating Costs in Public Works Projects: Error or Lie?”. *Journal of the American Planning Association*. Vol68( 3):279-95.

[2.25] <http://www.aau.dk> - La Universidad de d'Aalborg en Dinamarca se fundó en 1974 para promover un modelo de enseñanza “diferente”. La estrella es el “aprendizaje mediante problema” (APP), en lugar de las tradicionales clases magistrales

... stocks de infraestructura (agua electricidad, caminos, vías férreas, telecomunicaciones) se mantendrían con 1% de PBI regional, si se desea “seguir con la rutina” se debe gastar el 1.3 PBI regional, pero si se desea llevar ala región LAC al nivel de cobertura de Corea o al mantener un nivel como el de China se necesitaría una inversión promedio de [4 - 6> % del PBI, siendo la media de la región actualmente de 2.5 % PBI.

No obstante debe quedar claro que no mantenerse a la altura de otros países dañara sensiblemente la productividad de la región acentuando la inequidad social y aportaría su cuota – peligrosa - de inestabilidad política social a la región.

Una meta ambiciosa es que la inversión en infraestructura tenga un promedio de [5 – 7> % del PBI, de esta manera se asegura un escenario que estimule el crecimiento y la productividad, es está meta realista. Corea (y en promedio los “tigres del Asia”) lograron crecimientos similares durante los finales del 1970 y finales de los años 1990.

De ser financiada las inversiones exclusivamente por el sector publico, involucraría necesariamente una drástica reasignación del gasto (El gasto publico promedio ascendió a 22% en la región y solo 3% fue dedicado a infraestructura). Por lo tanto los responsables de los gobiernos deben explorar la intervención - más favorable - del sector privado para la inversión en desarrollo de nueva infraestructura.

**Mensaje 2 Se debe Gastar Mejor.-** Una mejor focalizaron de los subsidios es imprescindible, reducir los subsidios en bloque (donde sea realmente posible) y aumentar las tarifas en bloque, contribuyen a reducir el costo promedio total. Es necesario también invertir en mantenimiento, muchos gobiernos – con frecuencia regionales y locales – son vulnerables a los caprichos de las asignaciones del fisco para distribuir sus recursos en operaciones y mantenimiento. La descentralización y la planificación participativa pueden ser de ayuda (aunque también pueden generar problemas), en general los responsables de los gobiernos, mejorar el criterio de las concesiones y fortalecer el marco regulatorio, los contratos en particular deben identificar y asignar mejor los distintos riesgos asociados a la inversión, los responsables de los gobiernos deben enfocarse también el la relación riesgo-retorno asociado a los proyectos de inversión. Además es cada vez más necesario contar con garantías de terceros que constituyen instrumentos de protección contra riesgos haciendo más atractivas las inversiones

**Mensaje 3 Los gobiernos siguen siendo actores cruciales en el desafío del desarrollo de infraestructura.** – Con o sin la intervención del sector privado los gobiernos son responsables de las reformas y la regulación de este sector. Los gobiernos siguen siendo grandes responsables de los financiamientos de inversión en desarrollo de infraestructura sea directa o indirectamente toda vez que contribuyen a estructurar marcos para el mismo. El uso de las garantías de riesgo Parcial (GRPa) puede contribuir en la protección financiera a los prestamistas o tenedores de bonos, recibiendo los beneficios crediticios necesarios para asegurar la inversión. [2.27]

Finalmente, esta información complementaria permite establecer necesariamente la conveniencia de que sea el sector privado un importante actor de la inversión para el desarrollo de nueva infraestructura. El sector privado resulta más “eficiente” en el gasto, por otro lado los errores del tipo técnico y económico - que son inevitables - resultan menos “traumáticos” en los esquemas privados que en los públicos, el riesgo al ambiente - implícito en el desarrollo de proyectos de envergadura - imprime una gestión social activa por parte del inversor, en países de economías pobres usualmente los mecanismos de gestión social administrados por los agentes públicos están saturados y gozan de un mala imagen por parte de la población además la creación de nuevos organismos de gestión social exclusivos para la inversión específica establecería diferencias difícilmente aceptadas por los potenciales no beneficiarios de los servicios que promueven estos organismos.

Entonces la intervención del sector privado para el desarrollo de nueva infraestructura es un requerimiento explícito en economías pobres (como la peruana) y en particular para el caso en desarrollo.

Detallemos ahora cual de las intervenciones del sector privado para el desarrollo de nueva infraestructura es la más útil, desarrollemos el concepto de las Asociaciones Publico – Privadas APP (Public Private Partnerships).

En general las APP son un concepto nuevo se introdujo a mediados de la década de los 80 fomentados desde el Reino Unido (UK), es un concepto que representa trabajar con los sectores publico y privado en cooperación y asociación para ofrecer infraestructura y servicios [2.28]

En lugar de que el sector público adquiriera un bien - o ejecución de nueva infraestructura - pagando por el de antemano, el objetivo es que el sector privado cree este activo – nueva infraestructura - para después entregar un servicio al cliente en el sector privado (mediante este activo) a cambio de un pago de acuerdo a los niveles del servicio prestado. Se admite además que la propiedad del bien es del gobierno (o entidad pública responsable) y después de concluido un plazo es retorna a está.

De este modo las principales características de un APP incluyen:

- Eficacia en los resultados, o fines establecidos, de un servicio. El sector Privado debe procurar la asignación de recursos necesarios, incluida la infraestructura y conocimientos, para alcanzar el resultado especificado.
- Crear un proceso que ofrezca el servicio solicitado al nivel necesario durante la duración del proyecto.
- Asociar los intereses de los usuarios del proveedor del servicio y los principales financiadores. El objetivo del financiador es que el servicio se preste al nivel establecido.
- Establecer una relación entre los sectores, público y privado basada en la asociación más que en la confrontación.

En general las ventajas que ofrecen las Asociaciones Público Privadas (APP) en el desarrollo de nueva infraestructura son:

- Evidencia de mejora en la relación Precio – Calidad.
- Refuerzo de la infraestructura.
- Nuevas Instalaciones provistas efectiva y eficazmente.
- Innovación y mejores prácticas de atención.
- Mantenimiento de niveles – creación de estándares.
- Flexibilidad de actividades

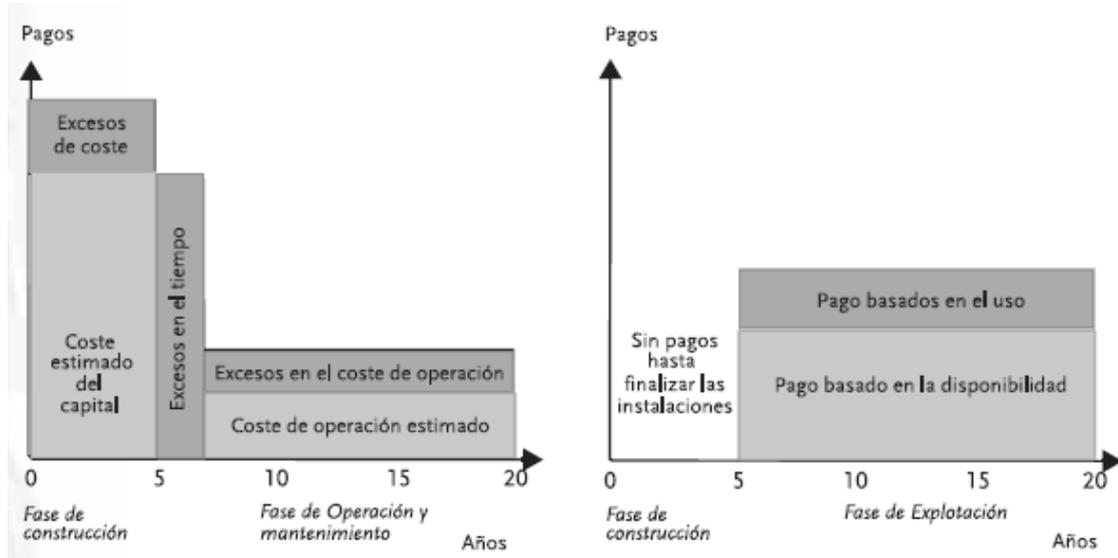
Por otro lado la experiencia mundial [2.28] indica que es necesario cumplir por parte de los actores ciertos requisitos que permitan lograr eficazmente los objetivos de las APP, estos pueden ser:

- Un sólido Compromiso Político por parte del gobierno anfitrión de la APP.
- Una firme estructura jurídica vigente (ejemplo: la existencia de una ley de concesiones).
- Una competencia Correcta.
- Identificación de sectores y proyectos que deben tener prioridad, un detallado análisis de la viabilidad técnica – económica es necesaria para reducir la incidencia de malas adquisiciones.

**Grafico Nº 220, El perfil de pago para le desarrollo de una infraestructura se puede representar como sigue**

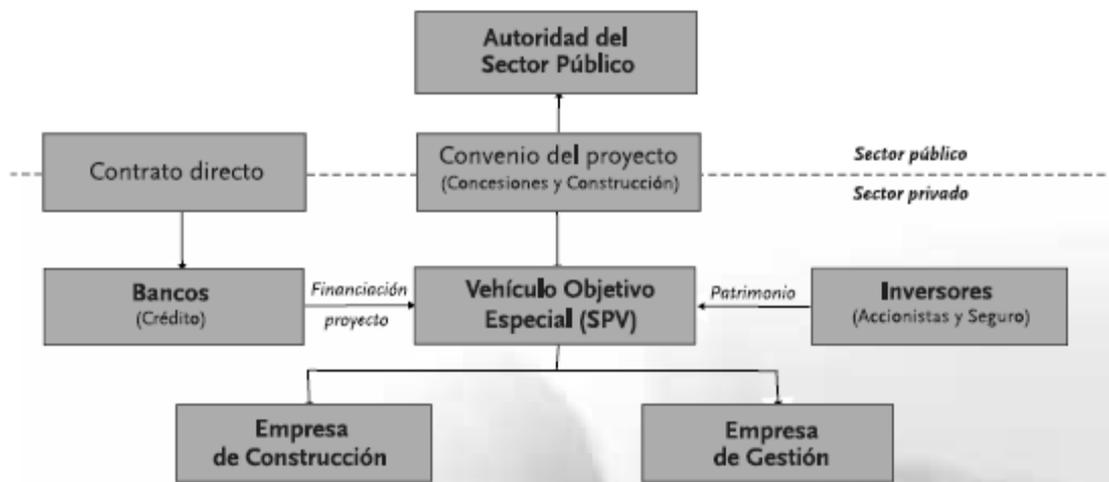
Servicio Publico Convencional

Servicio de APP



Fuente: PricewaterhouseCoopers / Elaboration Public Private Partnertships [2.28], pag 4

**Grafico Nº 221 Esquema típico de un Proyecto Asociación Publico Privada**



Fuente: PricewaterhouseCoopers / Elaboration Public Private Partnertships [2.28], pag 15

## 2.1 Descripción de la estrategia.

La descripción de una única estrategia que permita desarrollar nueva infraestructura de redes de gas natural, resulta compleja principalmente por la cantidad de actores (e intereses de cada uno de ellos) involucrados y las diversas condicionantes de la situación de los actores. Es interés del presente documento es establecer la que según la experiencia internacional, nacional y criterio del autor resultan de necesidad para que este desarrollo de infraestructura se ejecute, las condicionantes particulares de la ciudad de Pucallpa / Perú - el caso en estudio – permiten establecer seis líneas de acción:

**LÍNEA 1:** Promover el Uso de GLP. - Promover y Masificar uso del GLP, tiene doble misión, primero sustituir en los sectores residenciales – comerciales por combustibles actuales más contaminantes y provenientes de biomasa (leña, bagazo, briqueta de carbón, etc) , ya existe un antecedente favorable debido al inicio de operaciones de la planta de fraccionamiento y el abastecimiento GLP a partir de 1998 producido por MAPLE ya se incursiono de manera eficiente en los sectores urbanos de Pucallpa originando una migración de combustibles [2.29] .Segundo el frecuente uso de instrumentos y equipos que utilicen GLP fomenta la “cultura del gas”, de está manera se reduce los efectos de la transición a gas natural por otro lado los consumidores finales del servicio de gas natural debido a la “familiaridad” colaboran en un mayor aceptación de la migración de combustible.

Finalmente, la ejecución de está línea de acción promueve el acceso a combustibles modernos a las áreas geográficas a las áreas rurales, en particular a aquellas donde se encuentran las personas de menores recursos económicos.

[2.29] “...Dante Lagatta, gerente general del grupo Aguaytía, señala que hay un indicativo muy importante. Y es que entre el 30% y 40% de su producción de GLP se está quedando en la selva y el resto lo están colocando en la sierra central. El ejecutivo cree que 200 vehículos se convierten mensualmente y ya sobrepasarían las 4.000 unidades...” Ver noticias [www.elcomercioperu.com.pe](http://www.elcomercioperu.com.pe) 05 de Diciembre del 2005 - *DIA 1*

Esto se explica según a los resultados de la política de promoción Y sustitución de combustibles por GLP en las zonas urbanas prioritariamente, la producción de GLP en exceso, buscaría nuevos mercados para su producto y esto es congruente con la experiencia internacional.

Por otro lado esto es reforzado por las características y poderosas condicionantes del mercado energético de Pucallpa sobre la producción y a abastecimiento de GLP (producción de GLP local y abastecimiento local es total por parte de Maple), además iniciada las operaciones de distribución de gas natural el consumo de GLP se reducirá motivando afectando los interés comerciales de los proveedores de GLP, lo cual llegado el momento involucra la participación del gobierno regional de Ucayali, este encontrara condiciones muy favorables para negociar una acceso masivo de GLP a los pobladores de las zonas geográficas (zonas rurales) donde la ampliación del servicio de gas natural sea inviable.

**LINEA 2.-** Sincerar los precios de la prestación del servicio.- La prestación del servicio deberá atender a las consideraciones de costo mínimo optimizado.

**LINEA 3.-** Incentivar la participación privada en las operaciones downstream de la cadena de valor del gas natural. – Según lo detallado en el fundamento, la participación del sector privado es necesario para el desarrollo de nueva infraestructura, la Región Ucayali por sus características económicas, no alberga grupos económicos locales que puedan hacer frente ( con éxito) la inversión - detallada más adelante – en la infraestructura de redes de distribución e inversiones conexas.

Además las consideraciones supuestas del presente documento introducen la necesidad de un CONCESIONARIO quien prestara el Servicio de distribución y suministro de Gas natural, lo que genera la figura de un ente “privado” para la ejecución del desarrollo de nueva infraestructura. Por otro lado, en Lima - capital del Perú - se concentra

la mayor cantidad de personal calificado según los estándares impuestos OSINERG [2.30] para intervenir en ejecución de proyectos similares, en todos los casos responden a intereses privados. Las operaciones de Distribución y comercialización (Dowstream) a la fecha cumplen tres años de desarrollo en la ciudad de Lima, las cuales se desarrollaron en el marco del contrato BOOT acumulando una experiencia (en personal y data) considerable que permite esperar un razonable éxito en la ampliación de cobertura de gas natural a otras regiones del País.

**LINEA 4.-** Identificar y fortalecer las variables que permitan que durante el desarrollo de la metodología de viabilidad Técnica – Económica esté resulte favorable. El desarrollo de la estrategia propuesta está orientado en esta línea de acción, fundamentalmente por ser congruente con los objetivos al cual aspira la realización del presente documento.

A la fecha el Organismo supervisor de inversión en la Energía (OSINERG) a elaborado y publicado la resolución 263-2005 OS / CD la cual aprueba la norma de procedimiento de ***“Procedimientos y Métodos de Cálculo para la Determinación de la Viabilidad Técnica-Económica de Nuevos Suministros de Gas Natural”***.

El desarrollo de este procedimiento según los datos recopilados de la ciudad de Pucallpa y el análisis posterior de los resultados proponen herramientas para el lector de tal manera que se permite sostener lo favorable de la ampliación de la cobertura energética.

**LINEA 5.-** Fortalecer actividades de la autoridad ambiental.- Las repercusiones al tema ambiental son evidentes, el uso intensivo del recurso maderero para la leña es una constante, además la explotación del recurso madero al margen de las normativas implementadas para su preservación es de uso común, en muchos casos el autor - en las entrevistas de campo - pudo encontrar que la provisión de la leña era de proveedores irregulares y según manifestación de los compradores industriales no existía medio que permita confirmar el origen legal de la leña [2.31].

En este sentido la sustitución de los combustibles provenientes de la biomasa – particular énfasis en la leña - es un obstáculo que se tendrá que superar, es una línea de acción que involucra un poderoso esfuerzo de múltiples actores (INRENA, Gobierno Regional, Gobierno Central, Fondobosques y ONG's del sector) considerando además las implicancias que tiene para el planeta en general.

**LINEA 6.-** Vincular a los recursos humanos capacitados - provenientes de entornos más vulnerables - con la defensa de la propiedad privada, esto permite compartir una “visión desde dentro” para facilitar la aceptación en los colectivos de la necesidad de las Asociaciones Publico Privadas como herramienta específica para la ampliación de la cobertura en servicios. Esta línea de acción involucra los colectivos sociales.

## **2.2 GAS NATURAL SECO DE AGUAYTIA, CARACTERISTICAS**

Las reservas de gas del campo de Aguaytía, están ubicado en la localidad de Curimaná, Provincia de Padre Abad, departamento de Ucayali, Perú. Aproximadamente a 75 km al oeste de la ciudad de Pucallpa, 77 Km al noreste de la ciudad de Aguaytía y a 475 km al noreste de Lima [2.32].

El gas natural es una mezcla de gases los que se encuentran frecuentemente en yacimientos fósiles. Las reservas de gas natural pueden encontrarse solo o acompañando a reservas de petróleo, existe también la posibilidad de encontrarlos en depósitos de carbón mineral.

[2.30] OSINERG califica al personal habilitado para el trabajo con sistemas de gas natural, a lo cual existen tres categorías IG1 / IG2 / IG3

[2.31] FONDEBOSQUE es una institución pública–privada creada por la Ley Forestal y de Fauna Silvestre, Ley N° 27308 que promueve negocios forestales competitivos con responsabilidad social y ambiental para contribuir a la generación de riqueza y el mejoramiento de la calidad de vida.

La composición química varía frecuentemente en función del yacimiento del que se extrae, está compuesto principalmente por metano (CH<sub>4</sub>) en cantidades que usualmente superan el 90 o 95%, y otros gases como nitrógeno (N<sub>2</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Acido Sulfídrico (H<sub>2</sub>S), butano (C<sub>4</sub>H<sub>10</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>) y mercaptanos.

Los pentanos y fracciones más pesadas (usualmente denominadas C<sub>5</sub>+), se encuentran en estado líquido a temperaturas y presiones normales, también son conocidos como condensados o gasolina natural [2.33].

El nombre de "líquidos de gas natural" también denominados LGN comprende una combinación de etano, gas licuado de Petróleo y condensados.

El Gas natural seco (GN) es el que resulta luego de la extracción de LGN's, el gas natural tiene múltiples beneficios y es transportado y distribuido mediante una red de ductos y sistema conexos (gasoductos).

El cuadro N° 213 muestra la composición promedio y las propiedades físicas del gas natural de las reservas de Aguaytía [2.33].

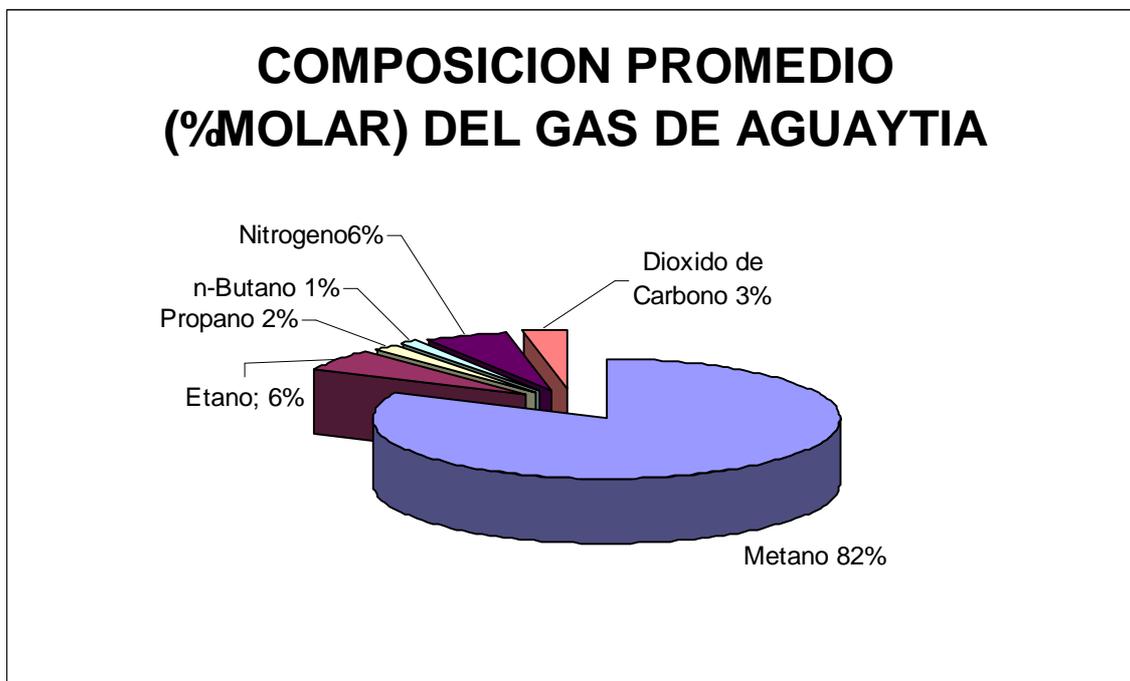
El gas natural también puede obtenerse mediante procesos de descomposición de restos orgánicos (basuras, vegetales - gas de desechos) en las plantas de tratamiento de estos restos (depuradoras de aguas residuales urbanas, plantas de procesado de basura, etc.). El gas obtenido así se llama biogás, Existe ya una experiencia peruana en curso sobre la obtención de GN (metano propiamente) a partir de los desechos y la generación eléctrica mediante turbinas [2.33].

---

[2.32] ver [www.aguaytia.com](http://www.aguaytia.com) / ubicación

[2.33] Estudio de Mercado - "Sistema de Abastecimiento de gas natural por red de Ductos ciudad de Pucallpa" (1999) Ingeniería y Proyectos Aguaytía Energy del Perú S.R.L

**Cuadro Nº 213, composición Promedio de gas natural proveniente de los campos de Aguaytia / Pucallpa – Perú.**



<b>COMPOSICION PROMEDIO DEL GAS NATURAL DE AGUAYTIA</b>	
<b>COMPONENTE</b>	<b>%MOLAR</b>
Metano	81,475
Etano	6,269
Propano	1,894
i-Butano	0,490
n-Butano	0,609
i-Pentano	0,233
n-Pentano	0,180
C6+	0,389
Nitrogeno	5,576
Dioxido de Carbono	2,885
<b>TOTAL</b>	<b>100,000</b>
<b>PROPIEDADES FISICAS</b>	
Gravedad Especifica	0,689
Poder Calorifico ( Btu / pie3)	1.052

Fuente: Estudio de Mercado [2.33] / Elaboración Propia

De acuerdo al Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de ductos [2.34], el gas natural debe ser entregado por el concesionario según las siguientes condiciones:

- a) Libre de arena, polvo, gomas; aceites, glicoles y otras impurezas indeseables.
- b) No contendrá más de tres miligramos por metro cúbico (3mg/m<sup>3</sup>(st)) de sulfuro de hidrógeno, ni más de quince miligramos por metro cúbico (15mg/m<sup>3</sup>(st)) de azufre total.
- c) No contendrá dióxido de carbono en más de dos por ciento (2%) de su volumen y una cantidad de inertes totales no mayor del cuatro por ciento (4%).
- d) Estará libre de agua en estado líquido y contendrá como máximo sesenta y cinco miligramos por metro cúbico ( 65mg/m<sup>3</sup>(st)) de vapor de agua.
- e) No superará una temperatura de cincuenta grados centígrados (50° C).
- f) Con un contenido calorífico bruto comprendido entre 8 800 y 10 300 kcal/ m<sup>3</sup>(st)

### 2.2.1 Uso Actual del Gas Seco.

Por la información provista en la introducción y hasta la fecha de elaboración del presente documento, el uso del gas natural seco proveniente de las reservas de Aguaytía, está orientado exclusivamente a la generación de Energía eléctrica, a continuación detallamos el uso actual del gas natural explotado de las reserva de Aguaytia (campos de Curimana)

La operación es realizada mediante la empresa **Termoselva S.R.L** que cuenta con una central de ciclo simple con una potencia instalada de 172 MW.

La empresa **Termoselva S.R.L.** mediante Resolución Ministerial No. 187-2001-EM/VME recibió a partir del primero de Mayo del 2001 en transferencia de Aguaytía Energy del Perú S.R.L. la Concesión Definitiva para desarrollar las Actividades de Generación Eléctrica en la Central Termoeléctrica a Gas Natural de Aguaytía (Central Térmica Aguaytía) y la propiedad de los correspondientes activos que Aguaytía construyó, estos le fueron cedidos y operó desde Julio 1998 hasta la fecha de transferencia.

[2.34] Ver artículo 44 – DS 042-99-EM “Reglamento de gas natural por red de Ductos”

La Central Termica (CT) Aguaytía está ubicada en el Departamento de Ucayali, en la Provincia y Distrito de Padre Abad, aproximadamente a 158 Kilómetros al este de la ciudad de Pucallpa, medidos a lo largo de la carretera Federico Basadre.

Algunos datos generales se pueden verificar en el cuadro N° 214, los equipos con que cuenta la Central Térmica de Aguaytia (CT Aguaytia) son:

Central Termoeléctrica a gas natural de ciclo simple. Marca ABB (ahora ALSTOM), modelo GT11NM Capacidad ISO por unidad: 86.294 MW

### Cuadro N° 214, datos generales y potencia efectiva de la central Térmica de Aguaytia (CT Aguaytia).

#### DATOS GENERALES

• Tipo de Central	Central Termoeléctrica a gas natural de ciclo simple
• Marca y modelo de unidades	ABB (ahora ALSTOM), modelo GT11NM
• Capacidad ISO por unidad	86.294 MW
• Número de unidades	3,600 RPM
• Tipo de Combustible	Gas natural seco
• Poder calorífico del Combustible (LHV)	882.3 BTU/pc neto
• Tensión de generación	13.8 KV
• Frecuencia	60 Hz
• Capacidad de Transformador Principal de cada grupo	60/80/100 MVA ONAN/ONAF
• Relación de Transformación de Transformador de cada grupo	223 / 13.8 KV

#### DATOS ESPECIFICOS DE CADA GRUPO A TEMPERATURA AMBIENTE DE 30.6 °C

TG	Potencia efectiva MW	Consumo específico de calor, LHV BTU / KWH
1	78.157	10,239
2	78.460	10,343
3	156.617	-----

Fuente: Aguaytia Energy [2.32]

### 2.2.2 Energéticos Utilizados Actualmente Ciudad de Pucallpa

El presente documento se desarrolla sobre la ciudad de Pucallpa y las Zonas de Influencia, cubiertas por el eje de desarrollo en la Región Ucayali. Estas zonas comprenden los distritos de Callería y Yarinacocha.

La región de Ucayali cuenta con una superficie de 102 411 Km<sup>2</sup> (7,9 % del total nacional), está ubicado en la parte centro oriental del Perú en lo que denominamos región selva, limita por el Norte con Loreto; por el Oeste con Huanuco, Pasco y Junín; por el Sur con Cuzco y Madre de Dios; y por el Este con la República del Brasil.

Fue creado por Ley N° 23099 del 18 de julio de 1980, con las provincias de Coronel Portillo y Ucayali, esta última provincia retornó a Loreto por Ley N° 23416 del 4 de julio de 1982. En la nueva demarcación política regional, el departamento de Ucayali **consta de cuatro (04) provincias**: Coronel Portillo, Padre Abad, Atalaya y Purús, Actualmente bajo la ley Base de la Regionalización Ley N° 27783, el departamento de Ucayali se convierte en Región Ucayali, respetando la división política consignada como departamento.

Las demarcaciones de las cuatro provincias que conforman la región Ucayali se pueden observar en el gráfico N° 221. Las reservas de gas se encuentran en el distrito de Curimana provincia de Padre Abad y los líquidos de gas y el de gas natural seco son transportadas mediante poliducto y red de ductos respectivamente hasta la planta de Fraccionamiento de Aguaytia, Ubicada en el distrito de Yarinacocha, la ciudad de Pucallpa se ubica en el distrito de Calleria (ver gráfico N° 222), ambas pertenecen a la provincia de Coronel Portillo.

La red de distribución de gas natural propuesta se desarrolla sobre los distritos de Calleria y Yarinacocha.

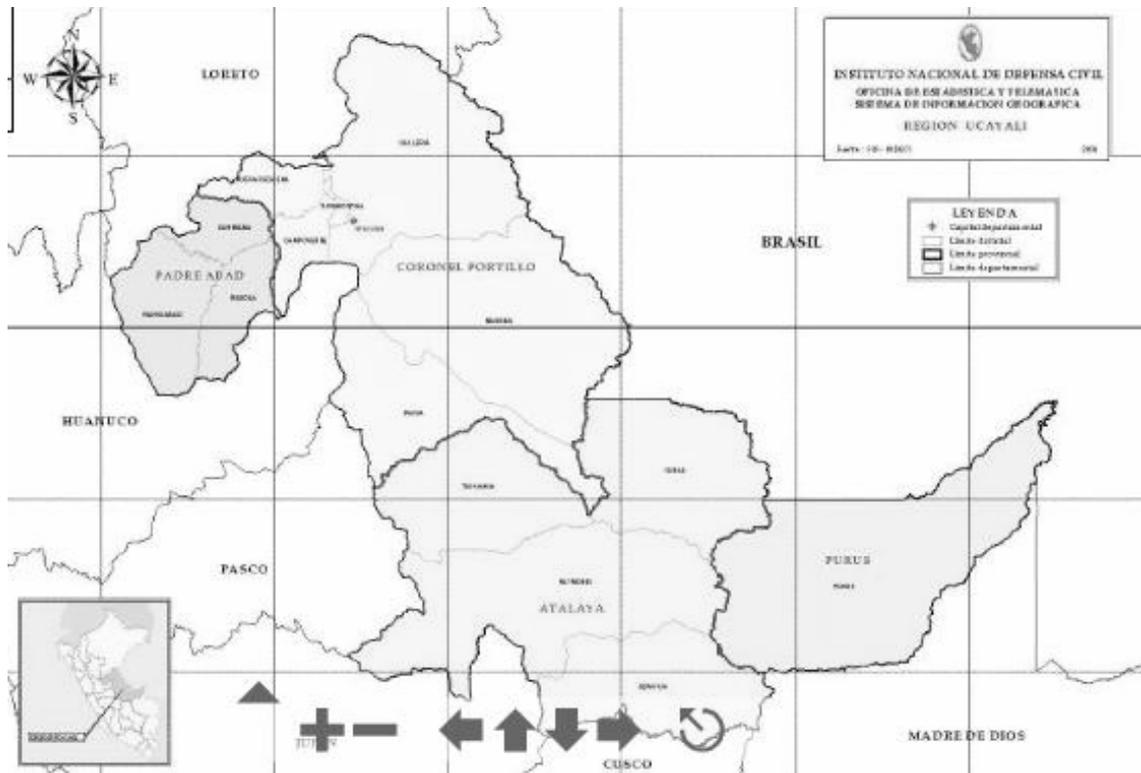
Históricamente, la economía de la región Ucayali estuvo sustentada en la actividad agropecuaria y extracción de recursos primarios.

Actualmente Pucallpa se constituye en el punto de concentración de los productos que aportan sus áreas rurales tanto para el mercado nacional como para satisfacer su demanda interna; como centro a partir del cual se distribuyen bienes industriales venidos desde fuera de la región le da a Pucallpa el carácter de ciudad comercial, ya que también en su seno existe una industria transformativa, principalmente maderera que moviliza recursos fuera de la región.

En las últimas décadas la actividad industrial ha experimentado una expansión considerable como consecuencia de las políticas de desarrollo promovidas por diferentes gobiernos (incentivos tributarios y arancelarios para el establecimiento de inversiones industriales así como el entrelazado de la ciudad de Pucallpa con Lima).

Sin embargo, las exoneraciones tributarias en zona de selva y frontera sobre la actividad industrial han sido eliminadas progresivamente a partir de la década del 90, generando inmediatamente la ausencia de inversión y el encarecimiento de los bienes y servicios. La actividad productiva del departamento se sustenta principalmente en tres sectores económicos: Agricultura, Caza y Silvicultura; Industria Manufacturera y Comercio, Restaurantes y Hoteles.

**Grafico N° 221, Demarcación Territorial de las provincias de la Region Ucayali.**



Fuente: Instituto Nacional de Defensa Civil

**Grafico N° 222, Demarcación Territorial de las Provincias de Coronel Portillo y Padre Abad – Región Ucayali Perú.**



Fuente: Instituto Nacional de Defensa Civil

La distribución del PBI según la Población Económicamente activa se puede apreciar en el siguiente cuadro:

**Cuadro 215, Departamento de Ucayali, distribución del PBI según la P.E.A (año 1996)**

Sectores	PEA	PBI 1996
Agricultura, Caza y Silvicultura	35,7	32,0
Pesca	0,8	0,4
Explotación Minas y Canteras	0,2	0,8
Industria Manufacturera	8,8	25,2
Construcción	2,4	11,0
Comercio, Restaurantes y Hoteles	19,0	8,6
Alquiler de Vivienda	1,9	6,2
Servicios Prod. Gubernamentales	4,5	5,4
Otros Servicios	26,7	10,2

Fuente INEI / Región Ucayali

Actividad Agrícola: El rasgo más característico de los suelos de Ucayali es su fragilidad, manifestada en su fugaz fertilidad inicial, que decrece violentamente ante la pérdida de contenido orgánico motivado por las condiciones ecológicas como altas temperaturas y humedad, abundante precipitaciones pluviales, escorrentía superficial y fuerte actividad biológica.

La explotación de tierras bajas a lo largo de ríos y cochas de la región está alcanzando su máxima soportabilidad demográfica y de uso, pues se han convertido por su gran fertilidad en áreas agrícolas de gran significación para la economía de la región; a ellos se agregan los suelos de restinga donde han sido destruidas grandes extensiones de bosque, para instalar áreas agropecuarias en tierras no consideradas aptas para tal uso de acuerdo a las clasificaciones teóricas.

La actividad agrícola es practicada principalmente por unidades familiares (clasificadas como minifundios y pequeños o medianos

agricultores) en áreas circundantes a los principales ríos de la región y la carretera Federico Basadre. [2.35]

Dichas unidades se caracteriza entre otros aspectos por su baja productividad, uso intensivo de mano de obra en el proceso de producción y la utilización de tecnología tradicional (sistema "rozo-quema-siembra") propio de la agricultura migratoria de la selva baja del Perú.

Los cultivos más significativos son los denominados cultivos transitorios como el plátano, la yuca, el maíz amarillo duro y el arroz, que en conjunto cubren el 85 por ciento de la superficie cultivada.

Entre los cultivos permanentes sobresale la palma aceitera que abarca el veintiun (21) por ciento de la superficie. La actividad agrícola se realiza tanto en las zonas ribereñas inundables como en los terrenos denominados de altura, estos últimos principalmente en la zona de influencia de la carretera Federico Basadre; no obstante, el extenso territorio de la región, sólo el ocho (08) por ciento de las tierras tienen aptitud agrícola según la clasificación de suelos por capacidad de uso mayor, el 10 por ciento es de aptitud ganadera y el restante (82 por ciento) es clasificada como de aptitud forestal y/o de protección.

Sector Industria Manufacturera: La actividad industrial manufacturera es el segundo sector de importancia a nivel regional, tiene un aporte de 25 % en el PBI sectorial y, además, es la tercera actividad de absorción de la PEA regional (9 por ciento). Esta caracterización hace que la Región Ucayali sea la economía con mayor dinamismo industrial en la amazonia peruana, sin embargo, la eliminación de las exoneraciones tributarias en zona de selva está incidiendo relativamente en el proceso de desactivación de algunas firmas industriales, principalmente en las de ensamblaje de productos electrodomésticos.

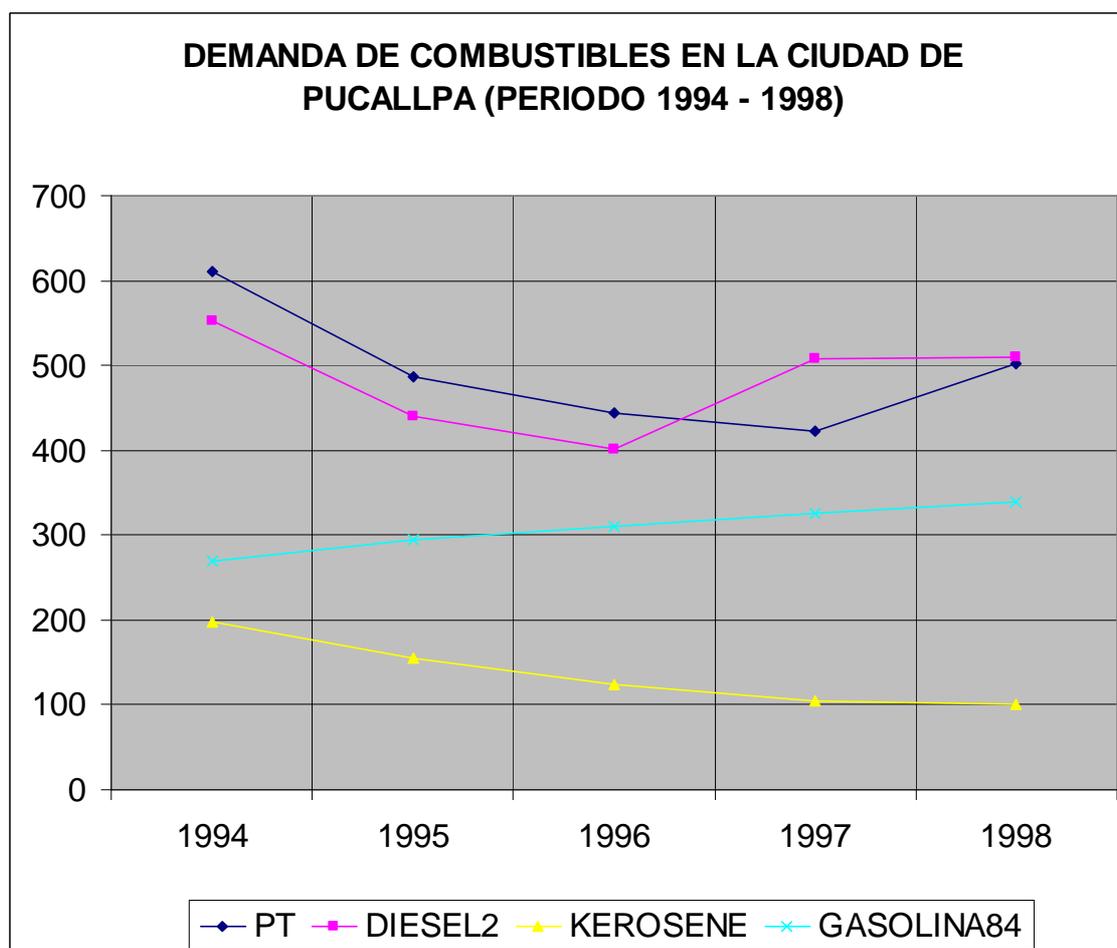
En la década del 80, la retracción del sector industrial coincidió tanto con el surgimiento del proceso inflacionario así como del terrorismo. Posteriormente, la apertura comercial iniciada a fines de 1990 y el recorte de los incentivos tributarios (en especial, la suspensión de las exoneraciones tributarias del pago del impuesto a la renta, del patrimonio empresarial y últimamente el ISC) fueron los factores que agudizaron la crisis de la industria.

En general, el marco jurídico para el desarrollo del sector industrial ha estado sujeto a una serie de modificaciones.

La industria de la madera está estrechamente ligada a la extracción forestal, constituyéndose en dos eslabones de un abastecimiento de materias primas al mercado nacional e internacional. Los principales productos derivados de la madera son el triplay, la madera laminada, el parquet, postes de madera, paquetería, entre otros artículos. La característica desfavorable de la industria forestal es la utilización de un sistema de extracción tradicional sin tecnología adecuada con aprovechamiento mínimo de madera por hectárea.

Asimismo, el rendimiento de la madera aserrada por unidad de volumen de madera rolliza es relativamente bajo en relación con los estándares internacionales, variando entre cincuenta (50%) y cincuentaicinco (55%) por ciento dependiendo de la especie y grados de defecto. La Figura N° 222, muestra la proporción de combustibles líquidos consumidos en la ciudad de Pucallpa, los cuales son explicados por la estructura económica profundamente orientada a la actividad agrícola.

**Figura N° 222 – Demanda de Combustibles en la ciudad de Pucallpa (1994 – 1998)**



<b>DEMANDA DE COMBUSTIBLES (BDC) DE LA CIUDAD DE PUCALLPA Y ZONAS DE INFLUENCIA (PERIODO 1994 - 1998)</b>				
<b>AÑO</b>	<b>PET. IND. N°6</b>	<b>DIESEL - 2</b>	<b>KEROSENE</b>	<b>GASOLINA 84</b>
1994	610	552	198	269
1995	487	441	156	295
1996	444	402	124	310
1997	422	509	105	326
1998	503	510	100	340

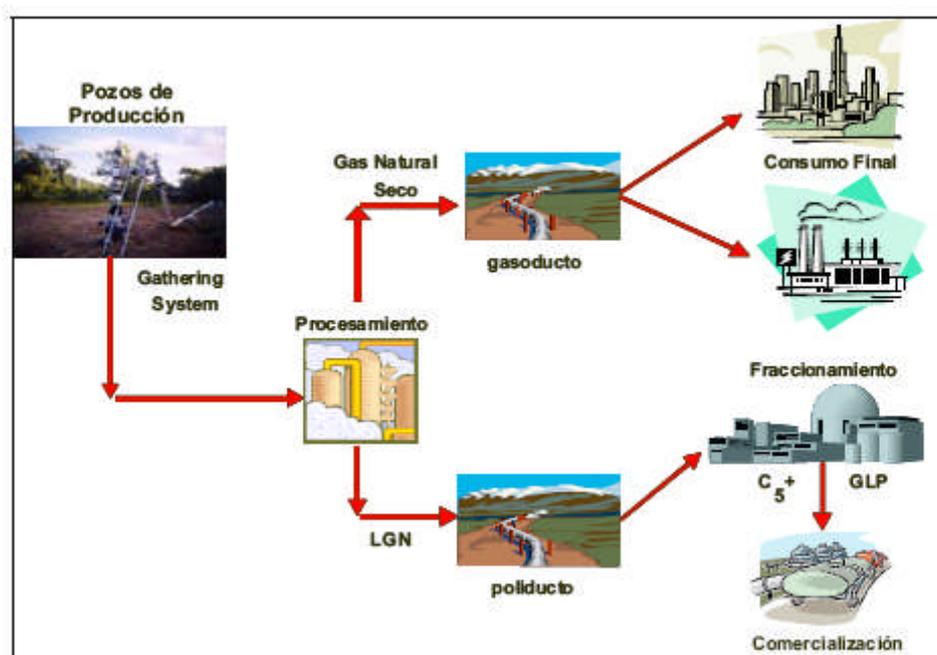
Fuente: Estudio de Mercado [2.33] / Elaboración Propia

## 2.3 MERCADO Y DEMANDA DE GAS NATURAL

La segmentación de las actividades económicas de la industria del gas natural está separada claramente en actividades de Producción, transporte y distribución [1]. Cada uno de estos segmentos de mercado presenta características distintas ver Figura N° 223.

Además a la fecha también se explota la comercialización de GN mediante los buques criogénicos [2.37]. Los cuales se encargan de transportar el GN en estado criogénico (el GN es sometido a altas presiones y muy bajas temperaturas) hasta plantas de regasificación.

Figura N° 223, Mercado de Gas natural



Fuente: Qué significa el Proyecto Camisea [2.36] Pág. 6

Detallemos a continuación las etapas de la cadena de valor de la industria del Gas natural.

[2.36] ¿Qué significa el Proyecto Camisea ?(2006) – Alfredo Dammert Lira OSINERG, documento de trabajo N°23  
 [2.37] Estudio de Mercado, Proyecto: Sistema de Abastecimiento de gas natural por Red de Ductos para la ciudad de Pucallpa (1999), Dpto de Proyectos Aguaytia Energy.  
 [2.38] La Industria del Gas Natural en el Perú (2004) – Oficina de Estudios Económicos OSINERG, documento de trabajo N°1

**Fase de Producción:** Esta fase involucra las etapas de extracción y explotación y no es considerado un monopolio natural debido a que la estructura económica - de la industria - presenta costos marginales crecientes y costos fijos menores, en comparación al tamaño del mercado que abastece [2.38].

Los costos marginales crecientes se explican debido a que inicialmente son explotados los yacimientos de gas más accesibles y conforme éstos se van agotando, se explotan los menos accesibles (para satisfacer la demanda), lo que representa un incremento en los costos. Por otro lado, los costos fijos no representan un gran porcentaje de la inversión (comparativamente con la totalidad del proyecto), debido a que el tamaño de la infraestructura que se requiere para la extracción no es necesariamente elevado.

**Etapas de Explotación y Extracción:** A la fecha de elaboración del presente documento (año 2007), la industria de explotación del gas natural persigue principalmente un objetivo central, el cual es maximizar la extracción de líquidos a partir de las reservas del gas. Esto se explica por el alto valor comercial de los LGNs (líquidos de gas natural) [2.38], 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. [2.36]

Para el caso en desarrollo el yacimiento de Aguaytía, se encuentra localizado en la provincia de Curimaná – Ucayali, a 75 Km. al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 Km. Al noreste de la ciudad de Lima. Este yacimiento cuenta con reservas probadas de 0.44 Terapias Cúbicas (TPC) de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural (LGNs).

En detalle, el proyecto comprendió la perforación y habilitación de 4 pozos de producción y 3 de reinyección, 22 kilómetros de ductos de recolección e inyección, una planta criogénica de 56 MMPCD de capacidad, un gasoducto de 140 kilómetros de 12" y 10" hasta la planta eléctrica, un oleoducto de 155 Kms hasta la planta de fraccionamiento en Pucallpa, un gasoducto de 65 kilómetros de 6" hasta Pucallpa, una planta eléctrica con dos turbinas de 86 MW de

potencia instalada a ciclo simple ubicada en la localidad de Aguaytía, y una planta de fraccionamiento de LGN. A pesar de haber construido un gasoducto hasta Pucallpa, con el propósito de alimentar la Central Térmica de Yarinacocha, esta gestión no se concretó, por lo cual el consumo de gas natural se ha concentrado exclusivamente en la central eléctrica de Aguaytía.

En ese sentido, el negocio de producción de LGN es fundamental para rentabilizar el proyecto debido a que a partir de éste produce combustibles líquidos de alto valor comercial [2.38].

El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp. (1994), pero posteriormente esta empresa cedió a Aguaytia Energy del Perú S.R.L. [3] su participación en el Contrato de Licencia, mediante una modificatoria firmada en 1996.

Aguaytía entró en operación comercial en 1998, habiendo realizado en los primeros Seis años inversiones cercanas a los US\$ 300 millones. La producción promedio del campo es de 4,400 barriles de LGN diarios y 56 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural seco. El campo cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1,400 barriles por día (BPD) de GLP y 3,000 BPD de gasolinas.

Estos productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto que comprende una parte de Ucayali (prioritariamente Pucallpa), donde se expende principalmente GLP, así como parte de Loreto y zonas aledañas de Huanuco, ver figura N° 224. La cadena de comercialización también alcanza a abastecer gasolinas y GLP a parte de la sierra central de Junín y Lima.

Se debe aclarar 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.

Figura N° 224, Área de Influencia del Proyecto Termoeléctrico Aguaytia



Fuente: Aguaytia Energy Group [2.38] Pág. 8

**Eta de transporte:** Esta etapa consiste en trasladar el gas desde el yacimiento hasta una red de transmisión de alta presión. Este proceso tiene características de monopolio natural por las siguientes razones [2.36]:

(i) 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.

(ii) Existen economías de escala [2.39] debido a que la tecnología disponible hace que sea ineficiente la competencia entre transportadores que prestan su servicio en la misma área.

(iii) La existencia de un único gasoducto al que inyectan varios productores, hace que se reduzca el riesgo de un corte en el transporte por la caída de uno o más productores. Estas características se dan tanto en el gasoducto principal como en los regionales [2.40]. En este último caso es más fácil reducir los impactos monopólicos del mercado, a través del establecimiento de by pass físicos o comerciales. Los by pass físicos están referidos a la posibilidad de que los usuarios construyan sus propias conexiones al gasoducto principal, asumiendo costos y tarifas de transporte, los by pass 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 las estaciones compresoras que compensa la presión que pierde el gas al ser transportado o para incrementar el flujo del mismo.

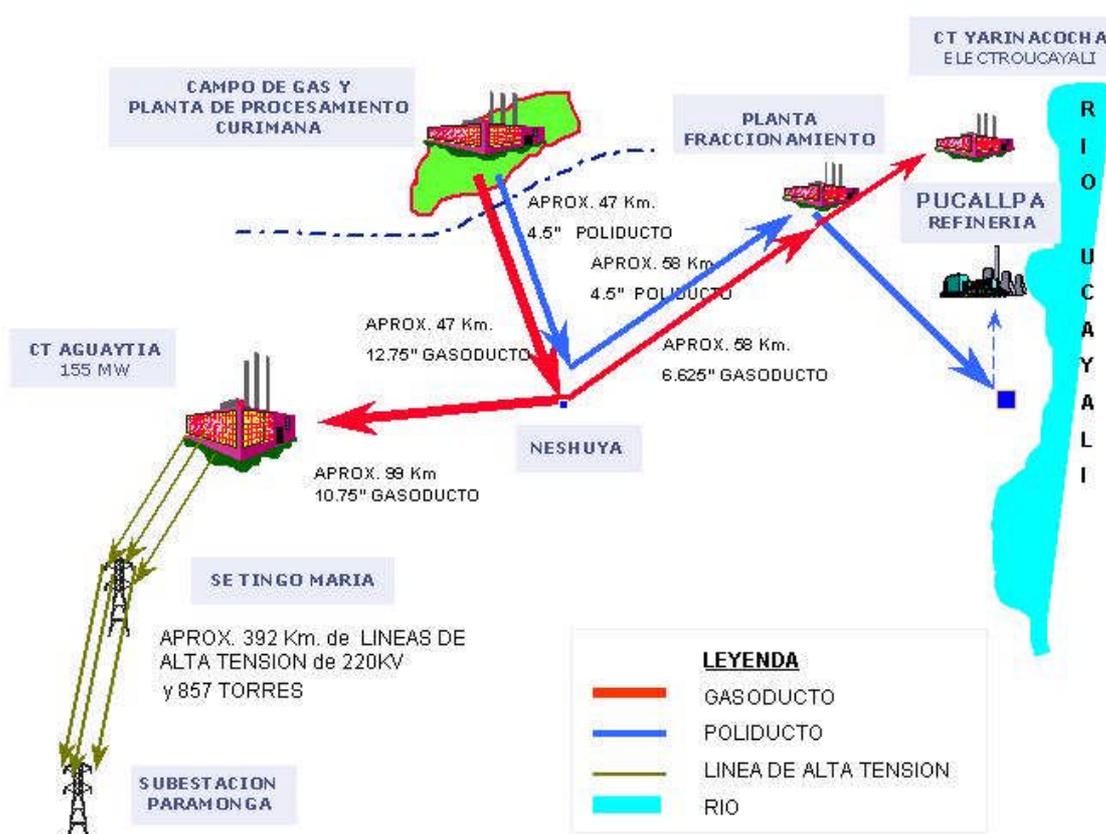
Para el Caso de las reservas del Campo de Aguaytia, se construyeron dos ductos, uno para el transporte de gas (Gasoducto) y uno para el transporte de Líquidos de gas natural (Poliducto), ambos llegan hasta el centro de medición ubicado Neshuya.

A partir de Neshuya existen dos derivaciones, una que permite transportar el gas seco hasta la central térmica de Aguaytia, la segunda involucra el transporte de líquidos y la línea de transporte de gas, como se puede observar

en la figura N° 225, ambos recorren de manera paralela hasta la planta de Fraccionamiento ubicada en Pucallpa.

Debe tomarse atención que el gasoducto luego de llegar a la planta de fraccionamiento - donde se instalaron equipos para garantizar su limpieza y dispositivos de medición - continúa su recorrido hasta la central térmica de Yarinacocha (Actualmente no operativa).

**Figura N° 225, Esquema de distribución del Gasoducto y Poliducto, Campo de Gas de Curimama.**



Fuente: Aguytia Energy. [2.32]

[2.39] Debido a los altos costos fijos del sistema (en su mayoría activos específicos) y a los reducidos costos marginales para interconectar a consumidores adicionales, la existencia de economías de escala bajo estas condiciones resulta significativa respecto al tamaño de la demanda.

[2.40] Extensión de Ramales de Gas natural al interior del Perú (2006) -Energy Sector Management Assistance Program / Banco Mundial

La demanda, enmarcada en los alcances del desarrollo para el presente documento, corresponde exclusivamente al mercado de la ciudad de Pucallpa y alrededores, con particular énfasis a los usuarios con actividad industrial en los distritos de Callería y Yarinacocha [2.41].

Para identificar a los potenciales consumidores de acuerdo a los sectores industrial, comercial y doméstico. Se recoge información desarrollada previamente por Aguaytia Energy [2.37], además de la información provista en las visitas de campo realizadas por el autor realizado en el mes de Julio del año 2006.

Igualmente se reconoció - anteriormente prevista por Aguaytia Energy [2.37] - a las principales industrias ubicadas a lo largo de la Carretera Federico Basadre, principal vía de Acceso a la ciudad, abarcando hasta el distrito de Campo Verde.

Para efectos de esclarecer el mercado energético del sector industrial y comercial - residencial de la ciudad de Pucallpa, se toman consideraciones de los censos poblacionales y de vivienda 2005 realizadas por el INEI, para la estimación de la demanda de Gas Natural Vehicular (GNV) se toman consideraciones efectuadas en estudios de demanda de GNV similares aplicado a otras regiones del País [2.42].

A continuación se desarrollan las demandas por sector.

### **2.3.1 Demanda del Sector Industrial.**

El estudio de mercado está dirigido principalmente a identificar el mercado del combustible usado para las actividades productivas del sector industrial y del tipo de aplicaciones típicas, asociados a éstas.

De esta manera es necesario analizar los datos estadísticos existentes, también la elaborada por Aguaytia Energy [2.37], sin embargo fue necesario actualizar esta información (la información original se elaboró en el año 1999) además de obtener datos de las nuevas industrias instaladas.

Tomar atención que el presente documento recoge inicialmente la total relación de industrias incluidas en el estudio de mercado, expresadas en el documento Estudio de Mercado, Proyecto: “Sistema de Abastecimiento de Gas Natural por Red de Ductos para la Ciudad de Pucallpa”, elaborado por Aguaytia Energy del Perú. [2.37]

La base de datos original recoge los usuarios de combustibles líquidos (petróleo, residual N°6, diesel -2, Kerosene y GLP) y de combustibles provenientes de la biomasa (leña, bagazo) que sustituirían el uso de estos combustibles por el de GN, siempre que esta migración les resulte atractivo económicamente lo cual se vincula fundamentalmente con ahorro de costos en combustible. En tal sentido el desarrollo del mercado de gas está asociado al precio de competencia que se asignara al GN [2.43] al cliente final.

Por otro lado un combustible muy utilizado por la industria de la región es la leña, su uso está muy difundido debido a que es en algunos casos un subproducto de los aserraderos, por ello su costo es relativamente bajo, se debe tomar atención que para poder utilizarlo como combustible en los diversos procesos de la industria - como es principalmente la aplicación en calderos, hornos y generadores de aire caliente - es necesario realizar un pre-tratamiento, que básicamente consiste en trozar, triturar y secar, para que pueda ingresar en la cámara de combustión de los equipos, a todo esto se debe añadir un costo adicional por concepto de manipuleo y almacenamiento. [2.44]

[2.42] Extensión de los Ramales de Gas natural al interior del País / Estimación de la Demanda de GNV (2004) - Autor: R. Garcia Consultores & Arcan Eng.

[2.43] El precio al usuario final de GN se desarrolla en el Cap. 4 – DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA

[2.44] Los costos asociados al manipuleo y almacenamiento de la leña no se contemplan y el presente documento se estima asociado a los costos de operaciones de las empresas consumidoras de leña.

Estos factores determinan que el costo final por utilizar leña sea muy superior al inicial, debido a los costos de manipuleo y almacenamiento además se acepta la condición de que estos costos están integrados como parte del costo en la mano de obra de producción, o integrados a los costos de almacenes en muchas ocasiones de manera indistinta (como se pudo comprobar en las visitas de campo a cada industria) resultando de esta manera complicado establecer el precio exacto del combustible leña como tal.

Otro factor importante es el control de variables de los procesos de producción, que con el uso de leña no son posible de controlar con exactitud relevante, principalmente la temperatura que influye en la calidad de los productos según el caso.

Se adelanta al lector que un punto no explorado a profundidad, -necesaria- es el tema del uso de la leña como combustible y su relación a la contaminación y de su afectación al medio ambiente tanto por la reducción (por depredación) de áreas considerables de bosques como también por las emisiones productos de la combustión de estos materiales orgánicos. Las condiciones de operación descritas, permite sostener que las industrias que actualmente usan leña como combustible, optarían por el uso del gas natural debido a sus múltiples ventajas técnico – económica.

En búsqueda de identificar estas empresas, se toma como referencia inicial el cuadro N° 216 (relación de empresas visitadas para el estudio de 1999). Donde se detallan las veinticuatro (24) empresas ubicadas en los distritos de Calleria y Yarinacocha ordenadas según su ubicación recorriendo en sentido de la carretera Federico Basadre hasta alt. 13 Km. Este cuadro registra todas las industrias de la ciudad que son potenciales consumidores de GN.

**Cuadro Nº 216, Relación de Empresas Visitadas para el estudio de 1999**

Nº	EMPRESA	PERSONA CONTACTADA	DIRECCION	TELEFONO	ACTIVIDAD	COMBUSTIBLE UTILIZADO
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	ING. EDGAR VALDIVIA	C.F.B. KM 13	5474862	FABRICACION DE CERVEZA	RESIDUAL-6
2	MADERAS PERUANAS S.A.	GIACOMO FRANCHINI	C.F.B. KM 11.2	578670	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
3	PRINSELVA S.A	IGNACIO MENDOZA	C.F.B. KM 10	-	FABRICA DE PEGAMENTO	LEÑA
4	INDUSTRIAL MADERERA DEL ORIENTE	ING. JORGE MARES	C.F.B. KM 9.6	576879	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
5	INDUSTRIAL SELVA S.A INDUSEL	ING. JUAN VELEZ	C.F.B. KM 8.2	575935	PRODUCTOS DE REFRIGERACION	DIESEL-2
6	NCS AMERICAN FORESTAL	HOM MIM TSENG	C.F.B. KM 8.2	579292	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
7	LADRILLERA UCAYALI S.R.L	LIC. HUGO LOPEZ	C.F.B KM 6.5	574747	FABRICA DE LADRILLOS	LEÑA
8	ASERRADERO ANACONDA	JAVIER PLANAS	CARR.ANTIGUA YARINACOCHA S/N	571065	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
9	GALVANIZADORA PERUANA	ING. JAVIER ALEGRIA	AV.CENTENARIO	575033	FAB. DE LAMINAS GALVANIZADAS	R6-D2
10	MAILSAC	TEDY SCAVINO	JR AMAZONAS 2878	579201	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
11	LADRILLERA ARCEO	LUIS ARCEO	CARRET. YARINACOCHA ANTIGUA KM 2.2	571379	FABRICA DE LADRILLOS	LEÑA / R-6
12	TRIPLAY AMAZONICO S.A	JULIO ASTETE	C.F.B KM 4.5	571578	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
13	EMBOLLETADORA LORETANA	ALIARDO OSORIO PEREZ	C.F.B KM 4.3	575238	BEBIDAS GASEOSAS	DIESEL-2
14	INDUSTRIAL UCAYALI S.A	ING. HUGO SEGOVIA	C.F.B KM 4.3	571534	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
15	EMBOTELLADORA PUCALLPA	KLEVER ZARATE	C.F.B KM 3.6	577484	BEBIDAS GASEOSAS	DIESEL-2
16	CIA INDUSTRIAL PUCALLPA S.A	LUIS VILLAR D'ANGELO	C.F.B KM 2.9	571909	BEBIDAS GASEOSAS	DIESEL-2
17	EMBOTELLADORA SISLEY	PERDRO CAUPER	C.F.B KM 2.5	571599	BEBIDAS GASEOSAS	DIESEL-2
18	MARTIN LUMBER	MIGUEL PEZO VILLACORTA	JR. KENNEDY S/N	577949	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
19	COOPERATIVA INDUSTRIAL TRIPLAYERA PUCALLPA	-	JR. ARICA Nº598	-	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
20	FABRICA DE LADRILLOS Y CERAMIC AVILLACORTA	CONSTANTE PORTILLO	AV TUPAC AMARU S/N	575199	FABRICA DE LADRILLOS	LEÑA
21	PERU TIMBER S.A.C	RAFAEL TOLMOS	CARRET. MANATAY KM 6.0	577768	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
22	COMPLEJO INDUSTRIAL MADERRO PUCALLPA S.A	CONSTANTE PORTILLO	CARRET. MANATAY KM 1.5	616033	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
23	COMPLEJO INDUSTRIAL MADERERO UCAYALI S.A	MARIO PEZO VARGAS	CARRET. MANATAY KM 5.0	575271	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
24	OLEAGINOSAS AMAZONICAS S.A	ALFREDO RIVERA	-	575363	FABRICACION DE ACEITE DE PLAMA	BAGAZO

Fuente: Estudio de Mercado [2.33] / Elaboración Propia

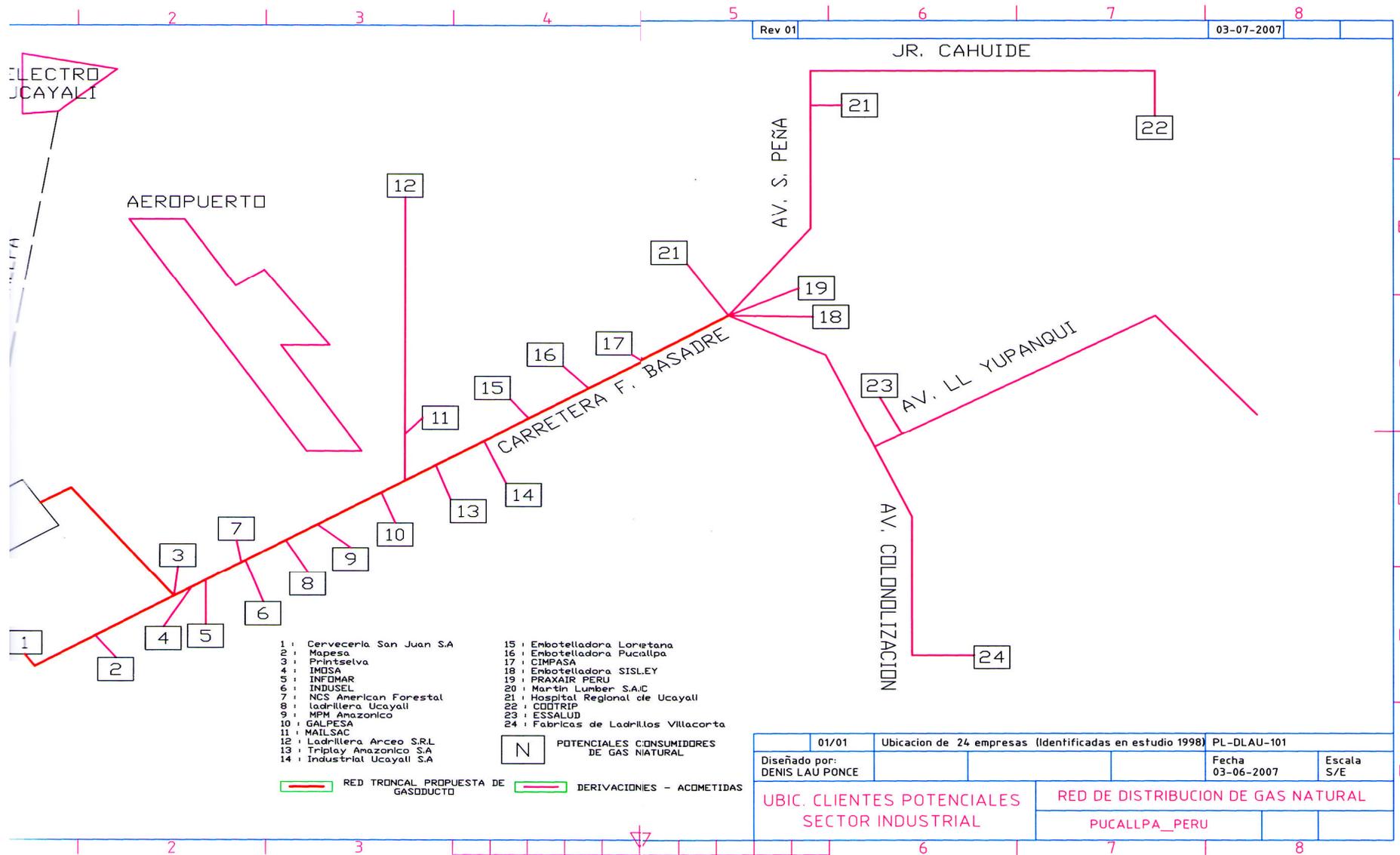
EL grafico N° 226 (PL-DLAU-101-CROQUIS DE LAS 24 EMPRESAS) muestra un croquis de la ubicación de las principales industrias identificadas en el estudio de 1998 como potenciales consumidoras de gas natural.

EL cuadro N° 216A se muestra un depurado del cuadro N° 216A, en esta lista se encuentran aquellas que manifestaron (estudio 2006) estar dispuestos a realizar la conversión de sus equipos para utilizar el GN como combustible. Las empresas ubicadas a lo largo de la carretera Federico Basadre que no aparecen en este cuadro son aquellas que no muestran interés en el cambio de combustible, otro grupo de ellas es debido a que se encuentran relativamente alejadas del trazo del potencial recorrido del gasoducto principal o no muestran interés en la provisión de GN.

**Cuadro N° 216A, empresas que manifestaron interés en la sustitución de sus actuales combustibles por gas natural (GN)**

N°	EMPRESA	PERSONA CONTACTADA	DIRECCION	TELEFONO	ACTIVIDAD	COMBUSTIBLE UTILIZADO
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	WALTER PASACHE	C.F.B. KM 13	58-6000	FABRICACION DE CERVEZA	RESIDUAL-6
2	MADERAS PERUANAS S.A.	GIACOMO FRANCHINI	C.F.B. KM 11.2	57-8660	TRANSFORMACION DE MADERA	ASERRIN
3	SEM SELVA GRANOS	LUZ FOLLEGATTI ROMERO	C.F.B. KM 10	57-7858	PROCESADORA DE GRANOS	GLP
4	GEA	JORGE MARES	C.F.B. KM 9.6	57-5755	TRANSFORMACION DE MADERA	LEÑA
5	GALPESA	ING. JAVIER ALEGRIA	C.F.B. KM 5.5	57-5033	FAB. DE LAM. GALVANIZADAS	R6-D2
6	LADRILLERA UCAYALI	HUGO LOPEZ	C.F.B. KM 6.8	57-4747	FABRICA DE LADRILLOS	LEÑA
7	INDUSTRIAL UCAYALI	HUGO SEGOVIA	AV.CENTENARIO 4300	57-1534	FABRICA DE TRIPLAY	LEÑA
8	MAILSAC	ELMER LOZANO	JR.AMAZONAS 2878 - YAR.	59-0230	TRANSFORMADORA DE MADERA	LEÑA
9	LADRILLERA ARCEO	LUIS ARCEO	CARR. ANTIGUA S/N	57-1379	FABRICA DE LADRILLOS	LEÑA
10	CIMPASA	LUIS VILLAR	AV.CENTENARIO 3.6	57-1909	BEBIDAS GASEOSAS	DIESEL 2

Fuente: Estudio de Mercado [2.33] / Elaboración Propia



ELECTRO UCAYALI

AEROPUERTO

JR. CAHUIDE

AV. S. PEÑA

CARRETERA F. BASADRE

AV. LL YUPANQUI

AV. COLONIZACION

- |                             |                                       |
|-----------------------------|---------------------------------------|
| 1 : Cerveceria San Juan S.A | 15 : Embotelladora Loretana           |
| 2 : Mapesa                  | 16 : Embotelladora Pucallpa           |
| 3 : Printselva              | 17 : CIMPASA                          |
| 4 : IMUSA                   | 18 : Embotelladora SISLEY             |
| 5 : INFOMAR                 | 19 : PRAXAIR PERU                     |
| 6 : INDUSEL                 | 20 : Martin Lumber S.A/C              |
| 7 : NCS American Forestal   | 21 : Hospital Regional de Ucayali     |
| 8 : Ladrillera Ucayali      | 22 : COOTRIP                          |
| 9 : NPM Amazonico           | 23 : ESSALUD                          |
| 10 : GALPESA                | 24 : Fabricas de Ladrillos Villacorta |
| 11 : MAILSAC                |                                       |
| 12 : Ladrillera Arceo S.R.L |                                       |
| 13 : Triplay Amazonico S.A  |                                       |
| 14 : Industrial Ucayali S.A |                                       |

N POTENCIALES CONSUMIDORES DE GAS NATURAL

RED TRONCAL PROPUESTA DE GASODUCTO DERIVACIONES - ACOMETIDAS

01/01	Ubicacion de 24 empresas (Identificadas en estudio 1998)	PL-DLAU-101
Diseñado por: DENIS LAU PONCE		Fecha 03-06-2007
UBIC. CLIENTES POTENCIALES SECTOR INDUSTRIAL		Escala S/E
PUCALLPA_PERU		

Con el objeto de ampliar y actualizar esta información la empresa Aguaytia Energy del Perú solicitó los servicios de un contratista calificado, es esto lo que permitió al autor realizar las actividades de identificación de potenciales usuarios y actualización de la base de datos existentes, hasta Julio del año 2006, realizando para ello visitas de campo, respondiendo a la encuesta del Anexo A

Las visitas de campo, permitieron identificar las capacidades térmicas (diferenciando entre la capacidad instalada y la capacidad operativa actualmente) de las industrias visitadas.

A partir de esta información se elaboró el cuadro N° 217 (10 empresas), el cual permite mostrar el detalle de las empresas que muestran cierto interés en adecuar sus equipos térmicos a gas natural si es que el servicio de suministro existiera, igualmente detalla las capacidades térmicas instaladas operativas y su consumo máximo equivalente en metros cúbicos estándar (Sm<sup>3</sup>) de GN.

Recoge también la seria intención - manifestada verbalmente - por parte de los funcionarios de una empresa ladrillera de la zona (ladrillera Arceo), en la construcción de sus instalaciones - de idéntica capacidad a la actual - en alrededores del potencial recorrido del ducto de distribución de GN, con el claro objetivo de aprovechar este recurso energético.

Es así que de esta información se obtuvo la demanda total de combustibles utilizados en el sector industrial de la zona. El volumen real de Consumo, será el resultado de cada una de las empresas que optaran por el cambio en base a lo favorable del gas natural, el cual depende de diversos factores como precio, costo de conversión, continuidad en el servicio, etc.

**Cuadro Nº 217 / 10 Empresas interesadas en la sustitución de sus actuales combustibles a GN.**

N°	EMPRESA	ACTIVIDAD	EQUIPOS UTILIZADOS	COMBUSTIBLE UTILIZADO	CONSUMO DE COMBUSTIBLE PROMEDIO DIA	CONSUMO EQUIVALT. (MMBTU/DIA)	CONSUMO EQUIVALT. (SM3/DIA)	CONSUMO EQUIVALT. (SM3/MES)
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	FABRICACION DE CERVEZA	02 CALDERAS	RESIDUAL-6	3584,00 GLNS.	416,70	10.996,83	329.904,96
2	MADERAS PERUANAS S.A.	TRANSFORMACION DE MADERA	01 CALDERA	LEÑA	1,07 M3	0,55	14,52	435,69
3	SEM SELVA GRANOS	PROCESADORA DE GRANOS	08 SECADORES	GLP	1408,26 KGS	66,10	1.744,44	52.333,20
4	GEA	TRANSFORMACION DE MADERA	02 CALDERAS	LEÑA	17,32 M3	89,08	2.350,83	70.524,81
5	GALPESA	FAB. DE LAMINAS GALVANIZADAS	02 QUEM. 01 CALDERA	DIESEL 2	164 GLNS	18,55	489,61	14.688,27
6	LADRILLERA UCAYALI	FABRICA DE LADRILLOS	04 HORNOS TIPO TUNEL	LEÑA	90,00 M3	462,89	12.215,61	366.468,43
7	INDUSTRIAL UCAYALI	FABRICA DE TRIPLAY	03 CALDERAS 01 CALDERA LECHO FLUIZAD	LEÑA / ASERRIN	30,31 M3 (*)	155,89	4.113,95	123.418,42
8	MAILSAC	TRANSFORMADORA DE MADERA	01 CALERA PIRO 01 CALDERA ACUATUBULAR	LEÑA	28,87 M3	148,48	3.918,50	117.554,93
9	LADRILLERA ARCEO	FABRICA DE LADRILLOS	03 HORNO TIPO TUNEL	LEÑA	80,00 M3	411,46	10.858,32	325.749,72
10	CIMPASA	BEBIDAS GASEOSAS	01 CALDERA PIROTUBULAR	DIESEL 2	480,00 GLNS	54,30	1.433,00	42.990,07
							<b>48.135,62</b>	<b>1.444.068,51</b>

(\*) EL CONSUMO DE ASERRIN ESTA INCLUIDO

(\*\*) DÓLAR = 3,20 SOLES

Incluyen a aquellas empresas que por su consumo de combustible, su régimen de operación, sus características de crecimiento, se convierten en potenciales consumidores de gas natural y de realizarse el proyecto son señalados como atractivos consumidores iniciales.

En resumen el presente documento recoge la información del trabajo de campo ejecutado (año 2006), la que permitió actualizar y validar la información anterior (año 1999), de esta manera ahora se ha obtenido además información acerca de cada punto de consumo, las características de equipos utilizados, tipo de combustible y los consumos actuales.

La demanda actual de combustibles de las industrias y su consumo equivalente de gas natural también es mostrada en el cuadro N° 217 De acuerdo al tipo de combustible utilizado, se puede apreciar que un gran porcentaje de las empresas utilizan **leña**, seguida por el Diesel 2 y el tercer lugar es compartido por el petróleo residual y finalmente GLP. El uso de la leña es muy difundido debido a su fácil disponibilidad y a su relativo bajo precio de obtención. En el caso del residual 6, la cervecera San Juan S.A es el mayor consumidor de este tipo.

### **Proyección de la Demanda Industrial**

En la proyección de la demanda de combustibles, a parte del comportamiento histórico del consumo se ha considerado las siguientes variables.

- (i) Crecimiento poblacional.
- (ii) Crecimiento del Producto Bruto Interno de la Región Ucayali.

El desarrollo de estas variables permite generar premisas básicas para la estimación de la demanda, las que se consideran válidas en el desarrollo del presente documento, estas se detallan en el ítem

(iii) Supuestos para demanda actual y proyectada.

(i) Crecimiento poblacional.- En el cuadro N° 219 se muestran los censos nacionales 1993 y 2004 así como el censo de población y vivienda del año 2005.

La figura N° 227 muestra esta información expresada en gráfico de barras. Donde se verifica que la tendencia es a ir incrementándose en términos absolutos, aún cuando se aprecie una disminución en la velocidad de crecimiento.

Un crecimiento demográfico entre los quinquenios 2005 – 2010 y 2010 – 2015, Ucayali será uno de los departamentos que alcanzaría una tasa de crecimiento que estaría entre las más altas del país [2.45].

Ucayali es una región de la selva caracterizada como foco de atracción para la población emigrante de regiones cercanas, debido a expectativas de mejora económica derivadas de proyectos de desarrollo en dicha región. De esta manera se debe considerar a Ucayali como una región receptora de migración interna. La densidad poblacional entendida como indicador que mide la concentración de la población, ha ido variando en el transcurso de los años a nivel nacional y departamental.

Según la información del INEI [2.45] la variación de la densidad poblacional se hará más notoria hacia el año 2010, si bien es cierto, el crecimiento de la población es en todas las regiones del país aumenta en densidad, ello ocurre marcadamente en la región de Ucayali.

Por otro lado Ucayali, es una de las regiones de la Selva Peruana con menor densidad poblacional, debido a que por su extensión territorial y también por su inaccesibilidad geográfica no reúnen las condiciones básicas para la residencia habitual.

La población de la región Ucayali está básicamente concentrada en los distritos de Calleria y Yarinacocha - zonas que son objeto del presente estudio – estos distritos representan el **68.57 %** (51.76 % y 16.82% respectivamente ver cuadro N° 219) de la población total de la región en un área que abarca solo el 11% de toda su extensión.

Cuadro N° 218, Población Total por provincias y distritos / según Censos

UCAYALI : POBLACION TOTAL ( CENSOS NACIONALES 1993, 2005 Y PROYECCIONES 2007 / P 2010/P Y 2015/P)					
PROVINCIA / DISTRITO	AÑO 1993	AÑO 1997/P	AÑO 2005	AÑO 2010 / P	AÑO 2015 / P
<b>TOTAL</b>	<b>331.824</b>	<b>380.620</b>	<b>402.445</b>	<b>574.459</b>	<b>650.815</b>
<b>CORONEL PORTILLO /</b>	260.386	288.641	316.546		
CALLERIA		208.909	208.292		
YARINACOCHA		27.694	67.681		
CAMPO VERDE		15.913	12.620		
MASISEA		15.684	11.789		
IPARIA		12.252	10.852		
NUEVA REQUENA		8.189	5.312		
<b>ATALAYA</b>	<b>32.106</b>	<b>39.252</b>	<b>38.104</b>		
RAYMONDI		26.083	24.982		
TAHUANIA		6.865	5.171		
SEPAHUA		5.497	6.696		
YURUA		807	1.255		
<b>PADRE ABAD</b>	<b>36.504</b>	<b>49.359</b>	<b>44.310</b>		
PADRE ABAD		31.403	22.933		
IRAZOLA		13.995	16.192		
CURIMANA		3.961	5.185		
<b>PURUS</b>	<b>2.828</b>	<b>3.368</b>	<b>3.485</b>		
PURUS		3.368	3.485		

Fuente: INEI censos Nacionales 1993, Ucayali compendio Estadístico Departamental 1996-1997, censo nacional de hogares 2005

El cuadro N° 219 muestra la superficie y densidad poblacional (comparativa años 2005 y año 1997/P) de la región y de los distritos en estudio.

#### **Cuadro N° 219, Densidad poblacional distritos de Calleria y Yarinacocha**

<b>REGION / DISTRITO</b>	<b>POBLACION</b>	<b>SUPERFICIE. (KM2)</b>	<b>DENS. POBL. (HAB/KM2)</b>	<b>DENS. POBL. (*)(HAB/KM2)</b>
UCAYALI	402 445	102410.55	3.93	3.72
CALLERIA	208 292	10937.62	19.04	19.10
YARINACOCHA	67 681	197.81	342.15	140.00

Fuente: INEI, encuesta nacional de Hogares 2005

(\*) Según INEI AÑO 1997/P

El lector debe asociar que el crecimiento de la población origina mayores necesidades las cuales son trasladadas al aumento en la demanda de combustibles: para alimentación, alumbrado, transporte, etc. Estas necesidades involucran los diversos sectores, tanto al sector Industrial, comercial y residencial.

La tendencia de Pucallpa es de concentrar una población joven, más del 50% de su población se encuentra entre los 0 – 20 años, según la proyección de población del INEI para el 2015.

(ii) Producto Bruto Interno Regional. - El crecimiento de la actividad económica regional está asociado directamente al consumo de combustibles en general. Por lo tanto el presente documento asume la existencia de una relación directa y lineal entre el PBI y la demanda de combustibles. Esto permite proponer un escenario conservador positivo (CONSERVADOR +) [2.46].

Además la tendencia en los últimos cinco años en todos los sectores productivos tanto del país como de la región ha sido positiva [2.47], el documento no explora las relaciones económicas que permitan establecer un modelo entre el crecimiento en PBI y la demanda de combustible.

El cuadro N° 221-A, muestra la variación porcentual del PBI en el departamento de Ucayali por actividad económica y la participación porcentual en el PBI nacional durante los últimos 10 años, desde 1996 hasta el 2005. Además muestra cuanto aporta cada sector a la economía regional, se puede apreciar que el sector de agrupa a la agricultura, caza y silvicultura (41% en promedio) y la industria manufacturera (21% en promedio) son dos sectores económicos que más aportan con el PBI regional, además se observa una tendencia creciente del aporte de la industria, este crecimiento se traduce en una mayor demanda de combustibles para la realización de las actividades productivas de cada una de ellas.

En el cuadro N° 221-B, se encuentran tabulados la variación porcentual del PBI durante los últimos 10 años, se admite una tendencia secular, que responde a la ecuación  $Y = 0.1989X - 392.94$  (ver Figura N° 228), aún manteniendo un baja correlación se admite la tendencia.

[2.46] Ver Supuestos (iii-a) (iii-b), mismo capítulo

[2.47] Ver [www.rpp.com.pe](http://www.rpp.com.pe), 5 junio 2007 / " La economía peruana está creciendo a un ritmo asiático, lo que le otorga una perspectiva a futuro muy positiva y auspiciosa", sostuvo hoy el director gerente general del BBVA Banco Continental, Jaime Sáenz de Tejada"

**Cuadro 221A, Estructura Porcentual del Producto Bruto Interno, aporte por actividad Económica años 1996 – 2005. (PBI a soles constantes año base 1994)**

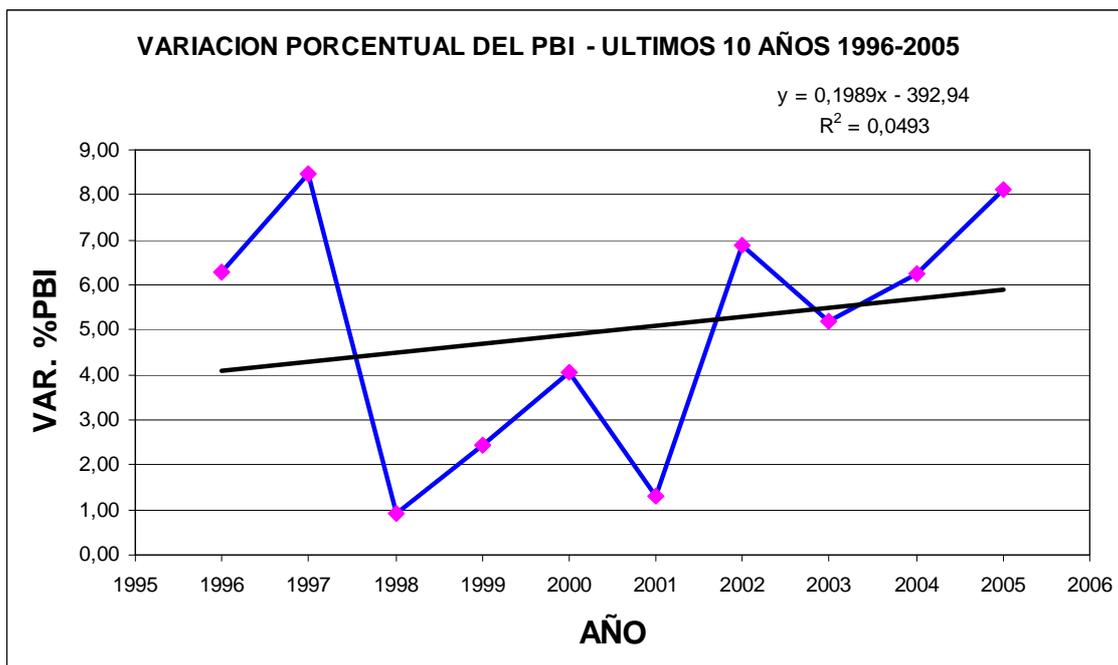
AÑO	VARIACION PORCENT. ANUAL TOTAL UCAYALI	ACTIVIDAD ECONOMICA									
		TOTAL UCAYALI	AGRIC. CAZA Y SILVI.	PESCA	EXPLOT MINAS Y CANTE	INDUSTR. MANUFACTU.	CONSTRUCCION	COMERCIO REST HOTELES	ALQUILER DE VIVIENDA	PROD. DE SERV GUBER,	OTROS SERVICIOS
1996	6,29	100,00	36,21	0,60	0,99	22,61	9,14	6,95	7,50	7,11	8,90
1997	8,48	100,00	37,40	0,52	0,63	22,34	9,13	6,66	7,56	7,13	8,61
1998	0,93	100,00	38,60	0,45	0,27	22,08	9,12	6,37	7,62	7,16	8,32
1999	2,44	100,00	39,80	0,37	-0,09	21,82	9,11	6,09	7,69	7,18	8,03
2000	4,06	100,00	41,00	0,29	-0,45	21,56	9,10	5,80	7,75	7,20	7,74
2001	1,32	100,00	42,20	0,21	-0,81	21,30	9,09	5,51	7,82	7,22	7,45
2002	6,89	100,00	43,40	0,14	-1,17	21,04	9,08	5,22	7,88	7,24	7,16
2003	5,19	100,00	44,59	0,06	-1,53	20,78	9,08	4,94	7,94	7,27	6,87
2004	6,25	100,00	45,79	-0,02	-1,89	20,52	9,07	4,65	8,01	7,29	6,58
2005	8,12	100,00	46,99	-0,10	-2,24	20,26	9,06	4,36	8,07	7,31	6,29

Fuente: INEI, Banco de Datos Sector Turismo, elaboración Propia

**Cuadro 221B, Variación Porcentual del PBI desde 1996 – 2005, Región Ucayali.**

AÑO (X)	P.B.I en soles constantes	% variacion pbi (Y)
1996	1.023.946,00	6,29
1997	1.110.742,00	8,48
1998	1.121.116,00	0,93
1999	1.148.444,00	2,44
2000	1.195.103,00	4,06
2001	1.210.870,00	1,32
2002	1.294.266,00	6,89
2003	1.361.486,00	5,19
2004	1.446.564,00	6,25
2005	1.564.091,00	8,12

**Figura Nº 228, Tendencia de la variación porcentual del PBI, últimos 10 años 1996-2005**



**Cuadro N° 222, Aumento de la PEA según censos 1981 – 1993 – 2004**

<b>NACIONAL Y DEPARTAMENTAL</b>	<b>PEA (1981)</b>	<b>%(1981)</b>	<b>PEA(1993)</b>	<b>%(1993)</b>
<b>NACIONAL</b>	5 189 660	100.00	7 109 527	100.00
<b>UCAYALI</b>	58 459	1.13	97 504	1.37

Fuente: ENAHO / Elaboración Propia

(iii) Supuestos para demanda actual y proyectada:

(a) La demanda proyectada de GN se ha estimado en base a la demanda actual (año 2006) de los principales combustibles utilizados en la zona (petróleo residual N°6, diesel -2, GLP y leña). Se acepta que de existir disponibilidad de GN como combustible, todo consumidor potencial (Ver cuadro N° 217 / 10 Empresas) lo requerirá. Además la proyección de demanda se vincula en relación directa y lineal (evaluada desde el año 1996 – 2005) al aumento de la variación porcentual del PBI, se acepta la tendencia secular y se considera un escenario conservador positivo (ESC+) de crecimiento porcentual constante de **+5.00** PBI durante los próximos 20 años.

(b) Se introduce una comparativa de los combustibles usados sobre las bases de unidades caloríficas netas (el cuadro N° 223 se presenta el comparativo de precios equivalentes), entre los precios actuales de los combustibles industriales en la región versus el nivel de precios que tendría el gas combustible a nivel industrial.

(c) Entre las ventajas de la sustitución de GN no es exclusivamente por su menor precio por unidad calorífica sino que además, el uso del gas natural está asociado a menores costos de operación, transporte, pre-tratamiento y mantenimiento, que impactan fuertemente en la estructura de costos de las empresas.

**Las reducciones de las emisiones de carbono y su posible compra mediante bonos de Carbono no se ingresaran al flujo de caja.**

(d) Se considero una tasa de cambio de tres y veinte céntimos de nuevo sol (S/. 3.20 = 1.00 US\$) por cada dólar americano.

(e) Respecto al precio de la leña, que debido a la multiplicidad de comercializadores (y variación en la calidad del producto y en el precio) es manejado también una variedad de precios para venta industrial (también comercial) por otro lado que para efectos de mejorar la “combustión”, es practica común mezclar “leña suave” con “leña dura” en proporciones iguales (50 %), para efectos de estimación el presente documento recoge el promedio aritmético entre el costo promedio del mercado de leña dura y leña suave en proporciones idénticas, proporciones que sumadas dan un metro cúbico, resultando un costo estimado de noventa nuevos soles por metro cúbico de leña (S/. 90.00 = 1M3 leña), el costo promedio establecido solo representa, el suministro leña y el transporte (en la mayoría de los casos) hasta los predios del comprador, los costos asociados a almacenaje, transporte, carga y descarga hasta la cámara de combustión no están incluidos y se consideran costos asociados a la operación de la empresa como tal.

**Cuadro N° 223, cuadro comparativo de los precios equivalentes según aporte calórico neto.**

N°	COMBUSTIBLE	PODER CALORIFICO (*)	PRECIO USUARIO INDUSTRIAL (**)	PRECIO EQUIVALENTE
1	RESIDUAL - 6	116268 BTU / GAL	1,34 US\$ / GALON	11,56 US\$ / MMBTU
2	DIESEL - 2	113127 BTU / GAL	2,31 US\$ / GALON	12,57 US\$ / MMBTU
3	GLP	46939 BTU / KG	0,57 US\$ / KG	20,42 US\$ / MMBTU
4	LEÑA	8572 BTU / KG	27,95 US\$ / M3	5,43 US\$ / MMBTU
6	GAS SECO - USUARIO INDUSTRIAL	1052 BTU/PIE3	XXX	4,00 US\$ / MMBTU

(\*) PODER CALORIFICO CONSIDERADO SUPERIOR

(\*\*) DÓLAR = 3,20 SOLES

Fuente: Petroperu, precios de lista COMB-03-2007 / Elaboración Propia

Los cuadros N°224A, N°224B, N°224C, N°224D muestran la demanda proyectada independientemente de Diesel 2, Pet. N°6, Leña y GLP. Los cuadros N° 225A, N° 225B, N°225C, N°225D muestran la demanda proyectada de GN por empresas, el cuadro N° 225- IND resume la demanda total estimada del sector industrial.

**Cuadro 224A, Demanda Proyectada de combustible Diesel Nº2 (D2)  
en galones día \_ proyección año 1 – año 20.**

Nº	EMPRESA	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																					
2	MADERAS PERUANAS S.A.																					
3	SEM SELVA GRANOS																					
4	GEA																					
5	GALPESA	164,00	172,20	180,81	189,85	199,34	209,31	219,78	230,76	242,30	254,42	267,14	280,50	294,52	309,25	324,71	340,94	357,99	375,89	394,69	414,42	
6	LADRILLERA UCAYALI																					
7	INDUSTRIAL UCAYALI																					
8	MAILSAC																					
9	LADRILLERA ARCEO																					
10	CIMPASA	480,00	504,00	529,20	555,66	583,44	612,62	643,25	675,41	709,18	744,64	781,87	820,96	862,01	905,11	950,37	997,89	1047,78	1100,17	1155,18	1212,94	
	<b>TOTAL GAL/DIA DIESEL Nº2</b>	<b>644,00</b>	<b>676,20</b>	<b>710,01</b>	<b>745,51</b>	<b>782,79</b>	<b>821,93</b>	<b>863,02</b>	<b>906,17</b>	<b>951,48</b>	<b>999,06</b>	<b>1049,01</b>	<b>1101,46</b>	<b>1156,53</b>	<b>1214,36</b>	<b>1275,08</b>	<b>1338,83</b>	<b>1405,77</b>	<b>1476,06</b>	<b>1549,86</b>	<b>1627,36</b>	
	<b>EQUIVALENTE EN MIMPCD - GN</b>	<b>0,069</b>	<b>0,073</b>	<b>0,076</b>	<b>0,080</b>	<b>0,084</b>	<b>0,088</b>	<b>0,093</b>	<b>0,097</b>	<b>0,102</b>	<b>0,107</b>	<b>0,113</b>	<b>0,118</b>	<b>0,124</b>	<b>0,131</b>	<b>0,137</b>	<b>0,144</b>	<b>0,151</b>	<b>0,159</b>	<b>0,167</b>	<b>0,175</b>	

**Cuadro N°224B, Demanda Proyectada de combustible petróleo residual N°6 en galones dia \_Proyecciones año 1 – año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	3584,00	3763,20	3951,36	4148,93	4356,37	4574,19	4802,90	5043,05	5295,20	5559,96	5837,96	6129,86	6436,35	6756,17	7096,07	7450,88	7823,42	8214,59	8625,32	9056,59
2	MADERAS PERUANAS S.A.																				
3	SEMSILVA GRANOS																				
4	GEA																				
5	GALPESA																				
6	LADRILLERA UCAYALI																				
7	INDUSTRIAL UCAYALI																				
8	MAILSAC																				
9	LADRILLERA ARCEO																				
10	CIMPASA																				
<b>TOTAL GALDIA PET. N°6</b>		3584,00	3763,20	3951,36	4148,93	4356,37	4574,19	4802,90	5043,05	5295,20	5559,96	5837,96	6129,86	6436,35	6756,17	7096,07	7450,88	7823,42	8214,59	8625,32	9056,59
<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>		0,396	0,416	0,437	0,459	0,481	0,506	0,531	0,557	0,585	0,614	0,645	0,677	0,711	0,747	0,784	0,823	0,865	0,908	0,953	1,001

**Cuadro N°224C, Demanda Projectada de combustible leña en m<sup>3</sup>/ día \_Proyección año 1 – año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																				
2	MADERAS PERUANAS S.A.	10,73	11,27	11,83	12,42	13,04	13,69	14,38	15,10	15,85	16,65	17,48	18,35	19,27	20,23	21,24	22,31	23,42	24,59	25,82	27,11
3	SEMSELVA GRANOS																				
4	GEA	17,32	18,19	19,10	20,05	21,05	22,11	23,21	24,37	25,59	26,87	28,21	29,62	31,10	32,66	34,29	36,01	37,81	39,70	41,68	43,77
5	GALPESA																				
6	LADRILLERA UCAYALI	90,00	94,50	99,23	104,19	109,40	114,87	120,61	126,64	132,97	139,62	146,60	153,93	161,63	169,71	178,19	187,10	196,46	206,28	216,60	227,43
7	INDUSTRIAL UCAYALI	30,31	31,83	33,42	35,09	36,84	38,68	40,62	42,65	44,78	47,02	49,37	51,84	54,43	57,15	60,01	63,01	66,16	69,47	72,94	76,59
8	MAILSAC	51,33	53,90	56,59	59,42	62,39	65,51	68,79	72,23	75,84	79,63	83,61	87,79	92,18	96,79	101,63	106,71	112,05	117,65	123,53	129,71
9	LADRILLERA ARCEO	80,00	84,00	88,20	92,61	97,24	102,10	107,21	112,57	118,20	124,11	130,31	136,83	143,67	150,85	158,39	166,31	174,63	183,36	192,53	202,16
10	CIMPASA																				
	<b>TOTAL (M3/DIA)</b>	279,69	293,67	308,36	323,78	339,96	356,96	374,81	393,55	413,23	433,89	455,59	478,36	502,28	527,40	553,77	581,46	610,53	641,05	673,11	706,76
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	1,367	1,436	1,508	1,583	1,662	1,745	1,832	1,924	2,020	2,121	2,227	2,339	2,456	2,578	2,707	2,843	2,985	3,134	3,291	3,455

**Cuadro N°224D, Demanda Proyectada de combustible GLP en Kg /dia año 1 – año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																				
2	MADERAS PERUANAS S.A.																				
3	SEM SELVA GRANOS	1408,26	1478,67	1552,61	1630,24	1711,75	1797,34	1887,20	1981,56	2080,64	2184,67	2293,91	2408,60	2529,03	2655,48	2788,26	2927,67	3074,05	3227,76	3389,15	3558,60
4	GEA																				
5	GALPESA																				
6	LADRILLERA UCAYALI																				
7	INDUSTRIAL UCAYALI																				
8	MAILSAC																				
9	LADRILLERA ARCEO																				
10	CIMPASA																				
	<b>TOTAL (KG/DIA)</b>	1408,26	1478,67	1552,61	1630,24	1711,75	1797,34	1887,20	1981,56	2080,64	2184,67	2293,91	2408,60	2529,03	2655,48	2788,26	2927,67	3074,05	3227,76	3389,15	3558,60
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	0,063	0,066	0,069	0,073	0,076	0,080	0,084	0,088	0,093	0,097	0,102	0,107	0,113	0,118	0,124	0,131	0,137	0,144	0,151	0,159

Fuente: Elaboracion propia

**Cuadro Nº225A, Demanda Proyectada de combustible diesel D2 en equivalente MPCD de GN año 1 – año 20.**

Nº	EMPRESA	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20			
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																							
2	MADERAS PERUANAS S.A.																							
3	SEMSELVA GRANOS																							
4	GEA																							
5	GALPESA	17,64	18,52	19,44	20,42	21,44	22,51	23,63	24,82	26,06	27,36	28,73	30,16	31,67	33,25	34,92	36,66	38,50	40,42	42,44	44,56			
6	LADRILLERA UCAYALI																							
7	INDUSTRIAL UCAYALI																							
8	MAILSAC																							
9	LADRILLERA ARCEO																							
10	CIMPASA	51,62	54,20	56,91	59,75	62,74	65,88	69,17	72,63	76,26	80,07	84,08	88,28	92,70	97,33	102,20	107,31	112,67	118,31	124,22	130,43			
	<b>TOTAL MPCD</b>	69,25	72,72	76,35	80,17	84,18	88,39	92,81	97,45	102,32	107,43	112,81	118,45	124,37	130,59	137,12	143,97	151,17	158,73	166,66	175,00			
	<b>EQUIVALENTE EN MIMPCD - GN</b>	0,069	0,073	0,076	0,080	0,084	0,088	0,093	0,097	0,102	0,107	0,113	0,118	0,124	0,131	0,137	0,144	0,151	0,159	0,167	0,175			

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro Nº225B, Demanda Proyectada de combustible Petróleo Nº 6 en equivalente MMPCD de GN año 1– año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	397,13	416,99	437,83	459,73	482,71	506,85	532,19	558,80	586,74	616,08	646,88	679,23	713,19	748,85	786,29	825,60	866,88	910,23	955,74	1003,53
2	MADERAS PERUANAS S.A.																				
3	SEM SELVA GRANOS																				
4	GEA																				
5	GALPESA																				
6	LADRILLERA UCAYALI																				
7	INDUSTRIAL UCAYALI																				
8	MAILSAC																				
9	LADRILLERA ARCEO																				
10	CIMPASA																				
	<b>TOTAL MPCCD</b>	397,13	416,99	437,83	459,73	482,71	506,85	532,19	558,80	586,74	616,08	646,88	679,23	713,19	748,85	786,29	825,60	866,88	910,23	955,74	1003,53
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	0,40	0,42	0,44	0,46	0,48	0,51	0,53	0,56	0,59	0,62	0,65	0,68	0,71	0,75	0,79	0,83	0,87	0,91	0,96	1,00

**Cuadro N°225C, Demanda Proyectada de combustible leña en equivalente MMPCD de GN año 1– año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																					
2	MADERAS PERUANAS S.A.	52,46	55,08	57,84	60,73	63,76	66,95	70,30	73,81	77,51	81,38	85,45	89,72	94,21	98,92	103,86	109,06	114,51	120,24	126,25	132,56	
3	SEMSELVA GRANOS																					
4	GEA	84,68	88,91	93,36	98,02	102,93	108,07	113,48	119,15	125,11	131,36	137,93	144,83	152,07	159,67	167,65	176,04	184,84	194,08	203,79	213,97	
5	GALPESA																					
6	LADRILLERA UCAYALI	440,01	462,01	485,11	509,36	534,83	561,57	589,65	619,13	650,09	682,60	716,73	752,56	790,19	829,70	871,18	914,74	960,48	1008,51	1058,83	1111,88	
7	INDUSTRIAL UCAYALI	148,18	155,59	163,37	171,54	180,12	189,13	198,58	208,51	218,94	229,88	241,38	253,45	266,12	279,42	293,40	308,07	323,47	339,64	356,62	374,46	
8	MAILSAC	250,95	263,50	276,67	290,51	305,03	320,28	336,30	353,11	370,77	389,31	408,77	429,21	450,67	473,21	496,87	521,71	547,79	575,18	603,94	634,14	
9	LADRILLERA ARCEO	391,12	410,67	431,21	452,77	475,41	499,18	524,14	550,34	577,86	606,75	637,09	668,94	702,39	737,51	774,39	813,11	853,76	896,45	941,27	988,34	
10	CIMPASA																					
	<b>TOTAL (MPCD)</b>	1367,40	1435,77	1507,56	1582,93	1662,08	1745,18	1832,44	1924,06	2020,27	2121,28	2227,35	2338,71	2455,65	2578,43	2707,35	2842,72	2984,86	3134,10	3290,80	3455,34	
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	1,367	1,436	1,508	1,583	1,662	1,745	1,832	1,924	2,020	2,121	2,227	2,339	2,456	2,578	2,707	2,843	2,985	3,134	3,291	3,455	

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N°225D, Demanda Projectada de combustible GLP en equivalente MMPCD de GN año 1– año 20.**

N°	EMPRESA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.																					
2	MADERAS PERUANAS S.A.																					
3	SEM SELVA GRANOS	62,83	65,98	69,28	72,74	76,38	80,20	84,20	88,42	92,84	97,48	102,35	107,47	112,84	118,48	124,41	130,63	137,16	144,02	151,22	158,78	
4	GEA																					
5	GALPESA																					
6	LADRILLERA UCAYALI																					
7	INDUSTRIAL UCAYALI																					
8	MAILSAC																					
9	LADRILLERA ARCEO																					
10	CIMPASA																					
	<b>TOTAL MPDC - GN</b>	62,83	65,98	69,28	72,74	76,38	80,20	84,20	88,42	92,84	97,48	102,35	107,47	112,84	118,48	124,41	130,63	137,16	144,02	151,22	158,78	
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	0,06	0,07	0,07	0,07	0,08	0,08	0,08	0,09	0,09	0,10	0,10	0,11	0,11	0,12	0,12	0,13	0,14	0,14	0,15	0,16	

Fuente: Elaboración propia

**CUADRO Nº 225-IND (DEMANDA TOTAL ESTIMADA DEL SECTOR INDUSTRIAL)**

N°	EMPRESA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	397,13	416,99	437,83	459,73	482,71	506,85	532,19	558,80	586,74	616,08	646,88	679,23	713,19	748,85	786,29	825,60	866,88	910,23	955,74	1.003,53
2	MADERAS PERUANAS S.A.	52,46	55,08	57,84	60,73	63,76	66,95	70,30	73,81	77,51	81,38	85,45	89,72	94,21	98,92	103,86	109,06	114,51	120,24	126,25	132,56
3	SEM SELVA GRANOS	62,83	65,98	69,28	72,74	76,38	80,20	84,20	88,42	92,84	97,48	102,35	107,47	112,84	118,48	124,41	130,63	137,16	144,02	151,22	158,78
4	GEA	84,68	88,91	93,36	98,02	102,93	108,07	113,48	119,15	125,11	131,36	137,93	144,83	152,07	159,67	167,65	176,04	184,84	194,08	203,79	213,97
5	GALPESA	17,64	18,52	19,44	20,42	21,44	22,51	23,63	24,82	26,06	27,36	28,73	30,16	31,67	33,25	34,92	36,66	38,50	40,42	42,44	44,56
6	LADRILLERA UCAYALI	440,01	462,01	485,11	509,36	534,83	561,57	589,65	619,13	650,09	682,60	716,73	752,56	790,19	829,70	871,18	914,74	960,48	1.008,51	1.058,93	1.111,88
7	INDUSTRIAL UCAYALI	148,18	155,59	163,37	171,54	180,12	189,13	198,58	208,51	218,94	229,88	241,38	253,45	266,12	279,42	293,40	308,07	323,47	339,64	356,62	374,46
8	MAILSAC	250,95	263,50	276,67	290,51	305,03	320,28	336,30	353,11	370,77	389,31	408,77	429,21	450,67	473,21	496,87	521,71	547,79	575,18	603,94	634,14
9	LADRILLERA ARCEO	391,12	410,67	431,21	452,77	475,41	499,18	524,14	550,34	577,86	606,75	637,09	668,94	702,39	737,51	774,39	813,11	853,76	896,45	941,27	988,34
10	CIMPASA	51,62	54,20	56,91	59,75	62,74	65,88	69,17	72,63	76,26	80,07	84,08	88,28	92,70	97,33	102,20	107,31	112,67	118,31	124,22	130,43
<b>TOTAL (MPCD)</b>		1.896,61	1.991,44	2.091,02	2.195,57	2.305,35	2.420,61	2.541,64	2.668,73	2.802,16	2.942,27	3.089,38	3.243,85	3.406,05	3.576,35	3.755,17	3.942,92	4.140,07	4.347,07	4.564,43	4.792,65
<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>		1,90	1,99	2,09	2,20	2,31	2,42	2,54	2,67	2,80	2,94	3,09	3,24	3,41	3,58	3,76	3,94	4,14	4,35	4,56	4,79

### 2.3.2 Demanda del sector Comercial y Residencial.

En lo que respecta a la información sobre los consumos de combustibles del sector comercial y residencial, se estimara a partir de las siguientes variables.

(i) Información recopilada por Aguaytia Energy el año 1998 (ver formato en el anexo B). La muestra en su momento correspondía a 500 hogares ubicados en las zonas urbanas de los distritos de Calleria y Yarinacocha, En el Anexo B también se describen los cálculos que permiten determinar el consumo estimado del sector domestico.

Q consumo diario residencial por vivienda (\*) = 21 PCD

(\*) Datos actualizados a 1998

Respecto al sector comercial se estimo el consumo de todo el sector (\*) en 0.063 MMPCD

(ii) Estadísticas poblacionales y de vivienda. Según la información elaborada por INEI a partir de la encuesta nacional de hogares 2005, comparativamente con la misma información del año 1993 particularmente ítems población y vivienda.

(iii) supuestos de demanda actual y proyectada

- (a) El número total de viviendas de los distritos afectos a la distribución de GN es de 62341 viviendas (Calleria 46643 viviendas, yarinacocha 15698 viviendas).
- (b) Se considera un consumo diario por unidad de vivienda en 21 PCD (de GN), además que la sustitución de combustible inicialmente es realizada por el 10% de las viviendas.
- (c) Concluido el año 1 la migración es constante y sostenida en un rango de +5.2%, durante 20 años.

**CUADRO 225-RES (Demanda del sector Residencial – Comercial)**

N°	EMPRESA	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
1	SECTOR RESIDENCIAL	130,92	137,72	144,89	152,42	160,35	168,68	177,45	186,68	196,39	206,60	217,35	228,65	240,54	253,04	266,20	280,05	294,61	309,93	326,04	343,00
2	SECTOR COMERCIAL	63,00	66,28	69,72	73,35	77,16	81,17	85,40	89,84	94,51	99,42	104,59	110,03	115,75	121,77	128,10	134,76	141,77	149,14	156,90	165,06
	Numero de Usuarios	7.733,49	8.135,64	8.568,69	9.003,74	9.471,93	9.984,48	10.482,63	11.027,72	11.601,17	12.204,43	12.839,06	13.506,69	14.209,04	14.947,91	15.725,20	16.542,91	17.403,14	18.308,10	19.260,12	20.261,65
	NUEVOS USUARIOS	7.733,49	402,14	423,05	445,05	468,19	492,54	518,15	545,10	573,44	603,26	634,63	667,63	702,35	738,87	777,29	817,71	860,23	904,96	952,02	1.001,53
	TOTAL (MPCD)	193,92	204,00	214,61	225,77	237,51	249,86	262,85	276,52	290,90	306,02	321,94	338,68	356,29	374,82	394,31	414,81	436,38	459,07	482,94	508,06
	EQUIVALENTE EN MMPCD - GN	0,19	0,20	0,21	0,23	0,24	0,25	0,26	0,28	0,29	0,31	0,32	0,34	0,36	0,37	0,39	0,41	0,44	0,46	0,48	0,51

Fuente: Elaboración Propia

### 2.3.3 Demanda del sector Vehicular.

Al respecto para determinar del parque vehicular de la región se evaluó los diversos aspectos que inciden y condicionan la penetración del gas natural vehicular (GNV). De la búsqueda ejecutada se revela una dificultad importante para lograr una ajustada proyección del parque que usaría GNV, debido la falta de información confiable sobre el parque vehicular a nivel distrital; además no existe documentación u antecedente que resulte debidamente consolidada respecto a las características del mismo. Los registros disponibles consignan el número de vehículos a nivel Departamental y no discriminan por distrito o localidad.

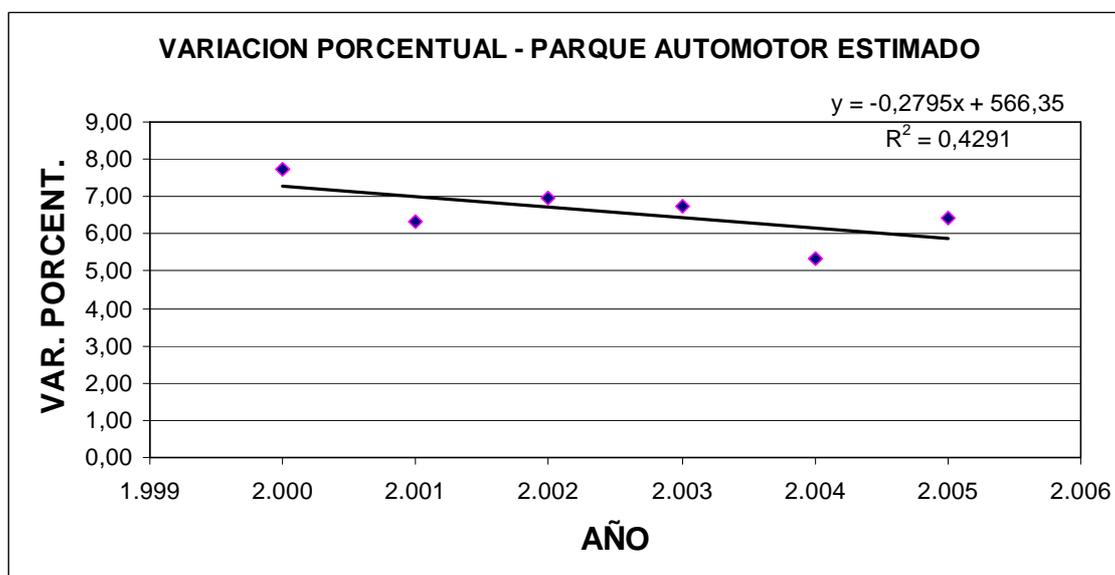
- (i) Supuestos de demanda actual y proyección de la demanda.
  - (a) Se estima que el 70% del parque vehicular responde al ciclo OTTO.
  - (b) Las estadísticas excluyen a los vehículos de transporte menores (Moto taxis)
  - (c) Carga diaria media por vehiculo = 212 PCD (6 m<sup>3</sup> de GN por día)
  - (d) Se considera un usuario regular con recorridos anuales de 11000 km. (30 km /dia)
  - (e) Se estima que el año 1 se convertirá el 15% del parque vehicular ( 915 usuarios) , a partir del año 2 se sostendrá un crecimiento (en cambio de combustibles de gasolinás a GN) de 5.67% constante por un plazo de 20 años

**Figura Nº 226, Parque Vehicular Estimado, Según Departamento o Región:  
1999 - 2006**

DEPARTAMENTO	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006
<b>TOTAL</b>	<b>1.114.191</b>	<b>1.162.859</b>	<b>1.209.006</b>	<b>1.252.006</b>	<b>1.290.471</b>	<b>1.305.233</b>	<b>1.349.510</b>	<b>1.379.671</b>
AMAZONAS	1.183	1.287	1.590	1.777	2.019	2.768	3.349	3.684
ANCASH	16.272	17.759	18.980	19.884	20.714	20.613	20.849	21.069
APURIMAC	2.173	2.490	2.946	3.407	3.747	3.896	4.143	4.367
AREQUIPA	64.662	68.997	72.885	75.769	78.025	78.033	79.676	80.617
AYACUCHO	2.941	3.367	3.770	4.193	4.558	4.658	4.974	5.177
CAJAMARCA	5.939	6.541	7.368	8.201	9.113	10.311	12.228	13.435
CUZCO	25.096	29.251	32.412	35.867	38.030	38.068	39.222	40.139
HUANCAVELICA	769	829	911	957	1.047	1.092	1.208	1.314
HUANUCO	10.397	10.519	10.818	11.192	11.624	11.847	12.269	12.526
ICA	20.463	21.052	21.837	22.751	23.649	23.538	24.008	24.256
JUNIN	39.583	41.164	42.553	43.973	45.545	45.713	46.746	47.256
LA LIBERTAD	37.412	38.856	40.119	41.454	42.837	43.339	45.325	46.465
LAMBAYEQUE	33.750	35.126	36.245	37.157	38.315	39.314	41.528	42.649
LIMA Y CALLAO	750.610	776.820	802.748	825.198	846.227	854.549	880.699	898.106
LORETO	5.352	5.442	5.510	5.542	5.610	5.825	6.170	6.489
MADRE DE DIOS	603	604	630	654	695	771	881	975
MOQUEGUA	7.740	8.030	8.258	8.508	8.773	8.979	9.428	9.716
PASCO	3.281	3.562	3.822	4.134	4.387	4.551	4.789	4.952
PIURA	28.728	29.325	29.844	30.272	31.157	31.394	32.738	34.181
PUNO	20.504	22.074	23.340	25.983	26.645	27.046	28.314	29.194
SAN MARTIN	4.329	4.603	4.837	5.091	5.373	5.992	6.784	7.626
TACNA	24.297	26.563	28.557	30.554	32.366	32.256	32.466	32.513
TUMBES	2.709	2.782	2.842	2.874	2.954	3.243	3.801	4.242
UCAYALI	5.398	5.816	6.184	6.614	7.061	7.437	7.915	8.723

Fuente: - Dirección de Información de Gestión -Ministerio de Transporte y Comunicaciones, Elaboración OGPP

**Figura Nº 227, Variación Porcentual del parque Vehicular, región Ucayali.**



Fuente: Elaboración Propia.

## CUADRO 225-GNV DEMANDA ESTIMADA SECTOR VEHICULAR

(GNV)

N°	SECTOR	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20	CONSUMO EN PLAZO 20 AÑOS (MMPGD)
		1	DEMANDA SECTOR GNV	194,17	205,18	216,82	229,11	242,10	255,83	270,33	285,66	301,86	318,97	337,06	356,17	376,37	397,71	420,26	444,09	469,27	495,87	523,99
	Usuarios Acumulados	915,00	966,88	1.021,70	1.079,63	1.140,85	1.205,53	1.273,89	1.346,12	1.422,44	1.503,10	1.588,32	1.678,38	1.773,54	1.874,10	1.980,36	2.092,65	2.211,30	2.336,68	2.469,17	2.609,18	
	Nuevos Usuarios	915,00	51,88	54,82	57,93	61,22	64,69	68,35	72,23	76,32	80,65	85,23	90,06	95,16	100,56	106,26	112,29	118,65	125,38	132,49	140,00	
	<b>TOTAL (MPCD)</b>	194,17	205,18	216,82	229,11	242,10	255,83	270,33	285,66	301,86	318,97	337,06	356,17	376,37	397,71	420,26	444,09	469,27	495,87	523,99	553,70	
	<b>EQUIVALENTE EN MMPGD - GN</b>	0,19	0,21	0,22	0,23	0,24	0,26	0,27	0,29	0,30	0,32	0,34	0,36	0,38	0,40	0,42	0,44	0,47	0,50	0,52	0,55	<b>6,89</b>

Fuente: Elaboración Propia

**CUADRO N° 226-A DEMANDA TOTAL DE GN (ESCENARIO CONSERVADOR POSITIVO)**

N°	SECTOR	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
I	DEMANDA INDUSTRIAL ESTIMADA	1896,61	1991,44	2091,02	2195,57	2305,35	2420,61	2541,64	2668,73	2802,16	2942,27	3089,38	3243,85	3406,05	3576,35	3755,17	3942,92	4140,07	4347,07	4564,43	4792,65
II	DEMANDA RESIDENCIAL - COMERCIAL ESTIMADA	193,92	204,00	214,61	225,77	237,51	249,86	262,85	276,52	290,90	305,02	321,94	338,68	356,29	374,82	394,31	414,81	436,38	459,07	482,94	508,06
III	DEMANDA VEHICULAR - GNV ESTIMADA	194,17	205,18	216,82	229,11	242,10	255,83	270,33	285,66	301,86	318,97	337,06	356,17	376,37	397,71	420,26	444,09	469,27	495,87	523,99	553,70
	<b>TOTAL (MPCD)</b>	<b>2284,70</b>	<b>2400,63</b>	<b>2522,44</b>	<b>2650,45</b>	<b>2784,95</b>	<b>2926,30</b>	<b>3074,83</b>	<b>3230,91</b>	<b>3394,92</b>	<b>3567,27</b>	<b>3748,38</b>	<b>3938,70</b>	<b>4138,70</b>	<b>4348,87</b>	<b>4569,73</b>	<b>4801,82</b>	<b>5045,72</b>	<b>5302,02</b>	<b>5571,36</b>	<b>5854,40</b>
	KG/DIA	1370822,16	1440376,55	1519465,01	1590267,40	1670972,72	1755779,61	1844896,85	1938543,86	2038951,24	2140361,35	2248028,92	2363321,68	2483220,99	2609322,59	2741837,27	2881091,74	3027429,32	3181210,89	3342815,73	3512642,48
	BTU/DIA	1,18E+10	1,23E+10	1,30E+10	1,36E+10	1,43E+10	1,51E+10	1,58E+10	1,66E+10	1,75E+10	1,83E+10	1,93E+10	2,03E+10	2,13E+10	2,24E+10	2,36E+10	2,47E+10	2,60E+10	2,73E+10	2,87E+10	3,01E+10
	PIES/DIA	1168865,10	11726684,34	12332150,27	12957958,31	13615568,56	14306599,64	15032752,67	15795815,55	16597667,30	17440282,79	18325737,59	19256213,16	20224002,20	21261514,41	22341282,41	23475966,03	24668988,95	25921425,61	27238228,54	28622026,00
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	<b>2,28</b>	<b>2,40</b>	<b>2,52</b>	<b>2,65</b>	<b>2,78</b>	<b>2,93</b>	<b>3,07</b>	<b>3,23</b>	<b>3,39</b>	<b>3,57</b>	<b>3,75</b>	<b>3,94</b>	<b>4,14</b>	<b>4,35</b>	<b>4,57</b>	<b>4,80</b>	<b>5,05</b>	<b>5,30</b>	<b>5,57</b>	<b>5,85</b>

Fuente: Elaboración Propia

### CUADRO Nº 226-B DEMANDA TOTAL DE GN (ESCENARIO BASE)

Nº	SECTOR	AÑO 01	AÑO 02	AÑO 03	AÑO 04	AÑO 05	AÑO 06	AÑO 07	AÑO 08	AÑO 09	AÑO 10	AÑO 11	AÑO 12	AÑO 13	AÑO 14	AÑO 15	AÑO 16	AÑO 17	AÑO 18	AÑO 19	AÑO 20
I	DEMANDA INDUSTRIAL ESTIMADA	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61	1896,61
II	DEMANDA RESIDENCIAL - COMERCIAL ESTIMADA	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92	193,92
III	DEMANDA VEHICULAR - GNV ESTIMADA	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17	194,17
	<b>TOTAL (MPCD)</b>	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70	2284,70
	<b>EQUIVALENTE EN MMPCD - GN</b>	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28	2,28

Fuente: Elaboración Propia

Finalmente la demanda total estimada (para un plazo de 20 años, según las consideraciones correspondientes a cada sector) de GN para la ciudad de Pucallpa y zona aledañas en el año 20 es de: **5,85 MMPCD (ver cuadro N°226 A)**

Las sumas anualizadas (considerando plazo de 20 años) es de **76,16 MMPCD** si consideramos un año comercial de 360 días, el consumo es de **27416,56 MMPC <> 27,41 x 10<sup>9</sup> PC**, las reservas totales probadas es de 440,00 x 10<sup>9</sup> PC, lo cual asegura el suministro.

## 2.4 Oferta Reservas y Producción de Gas Natural

El yacimiento de los campos de Aguaytía se encuentra localizado en la provincia de Curimaná – región de Ucayali, a 75 Km. al oeste de la ciudad de Pucallpa (lote 31-C) y a 475 Km. Al noreste de la ciudad de Lima.

Este yacimiento cuenta con reservas probadas de 0.44 Terapias Cúbicas (TPC) de gas natural seco y 20 millones de barriles de líquidos de gas natural (LGN). El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp. (1994), pero posteriormente esta empresa cedió a Aguaytia Energy del Perú S.R.L. su participación en el Contrato de Licencia, mediante una modificatoria firmada en 1962. [2.48]

Los accionistas de Aguaytia Energy del Perú S.R.L. son las subsidiarias de las empresas Duke Energy International Company, El Paso Energy International Company, Dynegy (Illinova Generating Company), Scudder Latin American Power Fund, Pennsylvania Power & Light (PP&L) Global LLC, y The Maple Gas Corporation.

Aguaytia Energy del Perú S.R.L cuenta con una planta de procesamiento de gas natural ubicado en el poblado de Curimana en la provincia de Padre Abad, a cercanías del río Aguaytia, está planta separa el gas natural seco de los líquidos de gas natural.

La planta de Procesamiento tiene una capacidad de procesamiento de 55 millones de pies cúbicos de gas por día (55.00 MMPCD). Con la características indicadas en el cuadro N° 227.

[2.48] ver [2.38] pag 7

[2.49] Estimados de Consumo a partir de datos de generados por el COES – SINAC Ene04-Feb 07

**Cuadro Nº 227, Composición Promedio del Gas Natural Seco.**

<b>COMPOSICION PROMEDIO DEL GAS NATURAL DE AGUAYTIA</b>	
<b>COMPONENTE</b>	<b>%MOLAR</b>
Metano	84,297
Etano	6,767
Propano	0,203
i-Butano	0,000
n-Butano	0,000
i-Pentano	0,000
n-Pentano	0,000
C6+	0,000
Nitrogeno	5,692
Dioxido de Carbono	3,041
<b>TOTAL</b>	<b>100,000</b>
<b>PROPIEDADES FISICAS</b>	
Gravedad Especifica	0,643
Poder Calorifico ( Btu / pie3)	975

Fuente: Estudio de Mercado [2.37] / Elaboración Propia

El Proyecto Aguaytía entró en operación comercial en 1998, habiendo realizado en los primeros 6 años inversiones cercanas a los US\$ 300 millones (300.00 MMUS\$). El Proyecto cuenta con una planta de fraccionamiento, la cual produce aproximadamente 1,400 barriles por día (BPD) de GLP y 3,000 BPD de gasolinas. Estos productos son comercializados en el área de influencia regional del proyecto que comprende una parte de Ucayali (Pucallpa), donde se expende Principalmente GLP, así como parte de Loreto y zonas aledañas de Huanuco.

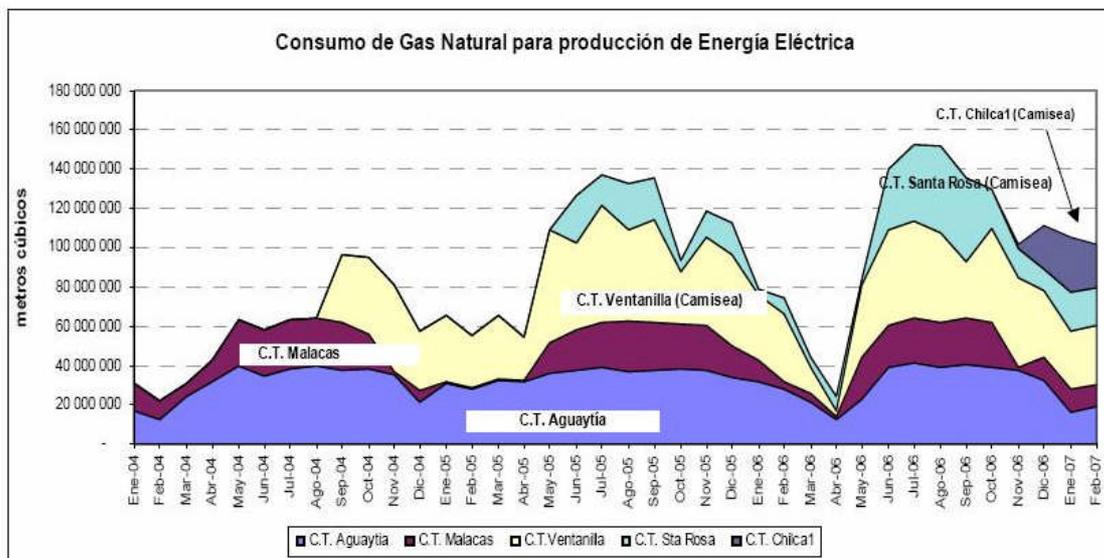
Además las reservas probadas de gas natural es de aproximadamente 0,44 TPC el consumo promedio de la planta termoeléctrica es de 45 MMPCD [2.49], además el consumo pico máximo estimado de gas natural para el gasoducto es de 5,85 MMPCD. De esta manera se estima el total de demanda en 75,38 MMPCD

Entonces el suministro de gas para el gasoducto estaría asegurado para un periodo mayor a 20 años, siendo este tiempo aceptable para la inversión en el proyecto de desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de gas natural.

El gas natural seco (GN) es transportado desde la planta de gas – ubicada en Curimana – hasta la ciudad de Pucallpa por medio de un gasoducto que consta de dos tramos claramente establecidos: El primer tramo comprende una tubería 12” de diámetro con una longitud aproximada de 47 km hasta el poblado de Neshuya (alt. Km 60 de la carretera Federico Basadre), el segundo tramo inicia en el centro de medición ubicado en el poblado de Neshuya con una tubería diámetro de 6” y una longitud de 58 Km. Hasta la planta de fraccionamiento en el distrito de Yarinacocha, provincia de Coronel Portillo, a partir de la planta de fraccionamiento se extiende una tubería de  $\varnothing 6$ ” hasta la Central Térmica de Electroucayali ubicada en la ciudad de Pucallpa a orillas del río Ucayali.

Con esta infraestructura, la línea principal de transporte del gasoducto principal esta en condiciones de atender la demanda actual y futura del proyecto de distribución de GN de manera continua.

**FIG. N°229. Consumo de gas natural destinados a la CT de Aguaytia. Enero 2004 – Febrero 2007**



Fuente: Memorias COES - SINAC

## 2.5 Bases y Criterios Para Definir la Viabilidad Técnico – Económica.

El presente documento, será desarrollado bajo la metodología contemplada en la norma: **“PROCEDIMIENTOS Y METODO DE CALCULOS PARA LA DETERMINACION DE LA VIABILIDAD TECNICO ECONOMICA DE NUEVOS SUMNISTROS DE GAS NATURAL”**, aprobado según resolución del Consejo Directivo Organismo Supervisor de la inversión en Energía OSINERG N° 263-2005-OS/CD el 08 de Septiembre del año 2005 siendo publicado en el diario oficial el Peruano el 11 de Septiembre del año 2005.

El objetivo fundamental de la referida norma es de establecer los requisitos, procedimientos, responsabilidades y plazos a cumplir **por parte del Concesionario**, Proyectistas, Contratistas e interesados en general, en el tratamiento de las solicitudes de nuevos suministros de gas natural por red de ductos, incluyendo la metodología a seguir para definir la viabilidad técnica y económica de dichos nuevos suministros, y la administración de las inversiones ejecutadas por los usuarios o terceros interesados en virtud de no ser dichas inversiones económicamente viables [2.50].

Además el procedimiento comprende las solicitudes de suministros de los siguientes casos:

A.1) Solicitud de Servicio dentro del área de la Concesión con la infraestructura necesaria en la zona.

B.1) Solicitud de Servicio dentro del área de la Concesión que no cuente con la infraestructura necesaria en la zona.

C.1) Solicitud de Servicio desde fuera del área de la Concesión.

A la fecha (Julio 2007) No Existe una concesión para la distribución y comercialización de GN en la ciudad de Pucallpa. Por lo tanto no esta definido el área de concesión. Para fortalecer el enfoque de desarrollo de nueva infraestructura y por las características particulares de la ciudad de Pucallpa respecto al transportista de GN. Para efectos de comparación se considera como supuesto que de existir concesionario, **se desarrollaría la metodología según el caso B.1**

Es necesario detallar los siguientes términos importantes, de tal manera que permitan comprender el presente documento.

- **Alto Consumo:** Consumo individual de gas natural por lote o propiedad a servir, mayora 17.500 m<sup>3</sup>/mes.
- **Área de Concesión:** Definida en el Artículo 2°, numeral 2.2 de Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobada con D.S. N° 042-99-EM.
- **Bajo Consumo:** Consumo individual de gas natural por lote o propiedad a servir, igual o menor a 17.500 m<sup>3</sup>/mes.
- **Concesionario:** definido en el Artículo 2° del Reglamento de Distribución de gas natural por red de ductos, aprobado con Decreto Supremo N° 042-99-EM.

- **Conexión Estándar:** La conexión de un Interesado que se localice a no más de 50 metros y a no más de 200 metros de las redes del Sistema de Distribución, para Interesados de Bajo Consumo e Interesados de Alto Consumo respectivamente, mediante la exclusiva instalación de una tubería y un medidor adecuado al tipo y características del servicio requerido por el Interesado.
- **Contratista Especializado:** Persona jurídica calificada por el Concesionario y aprobado por OSINERG, para ejecutar y supervisar la construcción de una instalación de gas natural, incluyendo redes externas, estaciones de regulación y medición y redes internas.
- **Consumidor:** La persona que utiliza o solicita los servicios de un Concesionario.
- **DGH:** Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.
- **Infraestructura Necesaria en la Zona:** Se considera la existencia de infraestructura necesaria en la zona para efectos de lo señalado en el Artículo 42º del Reglamento, cuando la atención de la solicitud del Interesado no sobrepasa los límites de una Conexión Estándar.
- **Interesado:** Persona natural o jurídica o asociación de éstas que solicitan el Servicio de Distribución.
- **Interesado de Bajo Consumo:** Usuario potencial de Bajo consumo.

- **Interesado de Alto Consumo:** Usuario potencial de Alto Consumo  
Inversión Eficientemente Realizada: Inversión Consumidor: La requerida para la prestación del servicio solicitado, donde los volúmenes de gas a conducir, los ingresos previstos y la rentabilidad esperada al momento del análisis, son congruentes con los criterios establecidos en la fijación tarifaria vigente.
- **Metodología Roll In:** Metodología por la cual, los costos incrementales del proyecto se socializarán entre todos los usuarios. El principio de tarifa roll-in es que los aumentos que se producen en los costos de operación y mantenimiento y en los costos de inversión de un determinado proyecto deben distribuirse entre los demandantes antiguos y nuevos por igual
- **Obras de Magnitud:** Toda obra cuyos parámetros referidos en el Cuadro No. 1 del Anexo de la presente norma [2.50] , cumpla con los requisitos indicados en dicho cuadro, según o siguiente:
  - a. Al sumar el producto de cada uno de los diámetros de las tuberías utilizadas medidos en pulgadas, por la longitud de la tubería medida en metros, den como resultado un número igual o superior a DL; o,
  - b. Cuando el número de usuarios potenciales a ser servidos por la expansión de la red alcance o supere la suma de UM; o,
  - c. Cuando el consumo sea igual o superior a CM expresado en m<sup>3</sup>/hora.

Independiente de lo anterior, los proyectos destinados a usuarios o Interesados de Alto Consumo serán considerados necesariamente Obras de Magnitud. De otro lado, los proyectos destinados a usuarios o Interesados de Bajo Consumo para ser considerado Obras de Magnitud, si

deben cumplir necesariamente cualesquiera de las tres condiciones señaladas.

- **OSINERG:** Organismo Supervisor de la Inversión en Energía.
- **Proyectista:** Persona jurídica calificada por el Concesionario y aprobada por OSINERG, para proyectar y diseñar una instalación de gas.
- **Reglamento:** Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado por D.S. 042-99-EM del 15.09.99.
- **Revisor del Proyecto:** Persona designada por el Concesionario, responsable de coordinar con el proyectista los aspectos técnicos del Proyecto.
- **Servicio o Servicio de Distribución:** Servicio prestado por el Concesionario, mediante su Sistema de Distribución conforme a las condiciones establecidas en el Reglamento y el Contrato de Distribución correspondiente.
- **Sistema de Distribución:** Es la parte de los Bienes de la Concesión que está conformada por las estaciones de regulación de puerta de ciudad (City Gate), las redes de Distribución, las estaciones reguladoras y las Acometidas, y que son operados por el Concesionario, bajo los términos del Reglamento y del Contrato.

- **Solicitud de Factibilidad de Suministro:** Documento requerido por el Concesionario para evaluar si el suministro es técnica y económicamente viable de acuerdo a lo previsto en el Art. 63° del Reglamento, de manera previa a proceder a la atención del servicio Respectivo.
- **Sobrecargo:** Contribución realizada por un Interesado de Alto Consumo, para propiciar el desarrollo de proyectos de ampliación del Servicio que no resultan viables económicamente.
- **Supervisor o Supervisor de Obra:** Persona designada por el Concesionario responsable de efectuar inspecciones de las obras en ejecución y hacer las observaciones respectivas así mismo recibir y absolver las consultas al respecto.
- **Valor Nuevo de Reemplazo (VNR):** Representa el valor económico de las inversiones necesarias para prestar el servicio de distribución o para atender un nuevo suministro, teniendo en cuenta los costos eficientes y la tecnología vigente en el momento de su evaluación.

Los criterios de análisis contemplado en la norma son los siguientes:

- (i) **Criterio Tarifario:** La determinación o justificación de las tarifas, es una discusión básica, para permitir el desarrollo de nuevos suministros o la ampliación de la cobertura.

Por ejemplo si existiese el caso de un aumento de demanda los nuevos costos asociados a esta (construcción operación y mantenimiento de la red de distribución de GN) deben ser cubiertos por los nuevos usuarios (criterio de costo incremental) o deben ser cubiertos por todos los usuarios nuevos y antiguos.

- (ii) Criterios Técnicos Básicos del Reglamento de Distribución de Gas Natural: Estos criterios son recogidos literalmente del reglamento de gas natural por red de ductos D.S. 042-99-EM del 15.09.99, según el análisis del documento y a razón de evidencia anterior [1], el autor recoge tres artículos sobre los cuales se fundamentan estos criterios:

Art 42. Literal b) del Reglamento, establece los criterios generales a emplearse para atender un Suministro y señala que el **Concesionario** esta obligado a “Dar servicio a quien lo solicite dentro del área de Concesión dentro de un plazo no mayor de 60 días en caso existiera la infraestructura necesaria en la zona, o de un año si no la hubiera, siempre que el Suministro se considere técnica y económicamente viable de acuerdo a lo previsto en el Artículo 63°”. Señala asimismo, que “En los casos de solicitudes de suministro para recibir el servicio fuera del Área de Concesión a que se refiere el Artículo 64°, el Concesionario podrá celebrar convenios con dichos solicitantes y la prestación del servicio requerirá de previa autorización de la DGH”.

Art 63. del Reglamento, establece que “El Consumidor, ubicado dentro del Área de Concesión, tiene derecho a que el Concesionario le brinde servicio de Distribución, previo cumplimiento de los requisitos y pagos que al efecto fija el presente Reglamento, conforme a las condiciones técnicas y económicas que rigan en el área y las previstas en el Contrato”. Asimismo señala que “El Concesionario no atenderá solicitud de nuevo Suministro a aquellos solicitantes que tengan deudas pendientes de pago, derivadas de la prestación del servicio en el mismo predio o en otros ubicados en el Área de concesión”. Señala

adicionalmente que “El OSINERG coordinará con el Concesionario la elaboración de los procedimientos y métodos de cálculo aplicables para determinar en qué casos la atención de un suministro resulta técnica y económicamente viable. El OSINERG deberá publicar el procedimiento preliminar y después de considerar las observaciones y sugerencias que hubiere, aprobará y emitirá la correspondiente Resolución”.

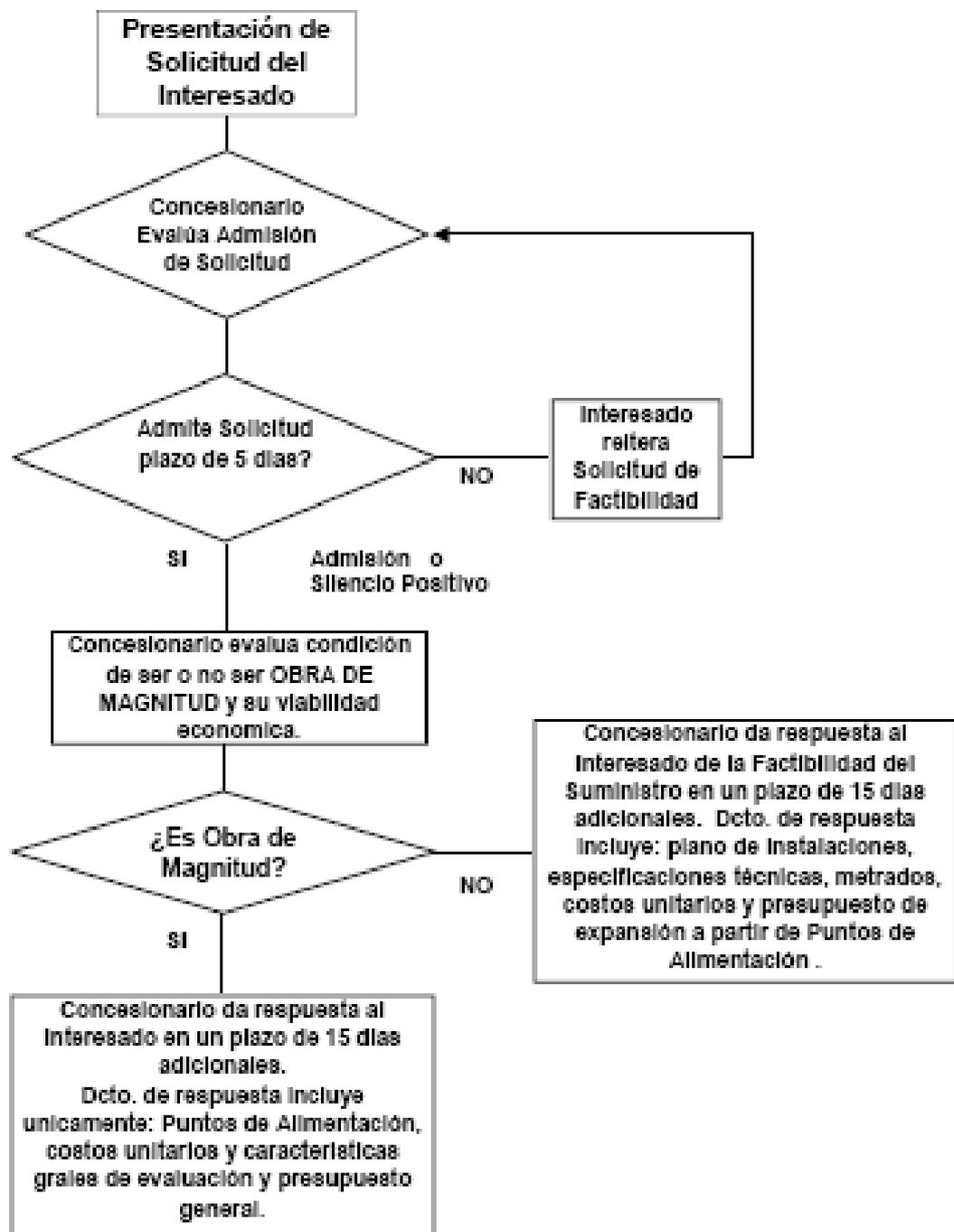
Art 64. del Reglamento, señala que, “Las solicitudes de los Consumidores que estén dispuestos a llegar al Área de Concesión mediante ductos, se rigen por lo dispuesto en el segundo párrafo del inciso b) del Artículo 42º y el Artículo 63º en lo que resulten pertinentes. En estos casos, los Consumidores deberán contar con una autorización o concesión de Transporte de acuerdo al Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos. Los convenios entre solicitantes y Concesionario a que se refiere el segundo párrafo del inciso b) del Artículo 42º, podrán contener una cláusula que faculte al Concesionario a incorporar en sus activos las instalaciones de transporte asociadas a la distribución del Consumidor, en cuyo caso deberá acordar con éste el precio de las mismas. A falta de acuerdo respecto al precio, dirimirá el OSINERG aplicando para la determinación del precio, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) respectivo y la depreciación que corresponda.

- (iii) Criterios Técnicos Adicionales: Es considerado técnicamente más eficiente *[2.50]* aplicar criterios diferenciados para la solicitud de nuevos suministros (Proyectos considerados obra de magnitud vs proyectos no considerados obras de magnitud), además para el caso en estudio es útil incluir los siguientes criterios.
- Los requisitos a cumplir por cualquier Interesado respecto al trámite de un proyecto de expansión del Sistema de Distribución, deberán ser similares a los que realizaría el Concesionario si decidiera emprender directamente dicho proyecto.
  - Para el estudio de la factibilidad técnica y económica de nuevos suministros de gas natural, los Interesados o usuarios proporcionarán al Concesionario la información requerida para que éste pueda alcanzarles las condiciones técnicas de conexión previstas para atender su solicitud, así como los costos respectivos. La información básica a proporcionar por el Interesado, debe incluir como mínimo, la descripción y condiciones técnicas de la carga o demanda que ha de ser conectada al sistema.
  - Se entenderá que el servicio es económicamente viable cuando los costos actualizados de inversión, operación, mantenimiento y otros aportes requeridos para la prestación del servicio solicitado en un horizonte de 30 años, mantienen equilibrio con los ingresos respectivos, estimados según los pronósticos de demanda, las tarifas vigentes y la tasa de actualización señalada en el Artículo 115° del Reglamento.
  - El acceso a la capacidad no comprometida del Sistema de Distribución de gas natural, se determinará considerando que el primero en solicitar el servicio será el primero en ser provisto.

- El Concesionario supervisará, operará y dará mantenimiento a todas las ampliaciones del Sistema de Distribución de acuerdo con las normas aplicables.
  - La Cuenta de Equilibrio Tarifario que comprende los Aportes o Sobrecargos, podrá, de acuerdo a evaluación económica que efectúe Osinerg, asegurar la viabilidad económica de las tarifas de gas natural de todos los consumidores frente al precio de los productos sustitutos en las siguientes revisiones cuatrianuales.
  - Los Interesados deberán pagar un Aporte o Sobrecargo, en el caso que la provisión del Servicio no sea viable económicamente a la empresa Concesionaria y el Interesado no obstante decidiera desarrollar el proyecto correspondiente.
  - Solo bajo circunstancias especiales y donde los proyectos claramente representen una ventaja para todos los usuarios del Sistema (usuarios nuevos y antiguos), el OSINERG podrá garantizar al Concesionario, la incorporación de los costos del proyecto al VNR, mediante una metodología tipo roll-in, por la cual, los costos incrementales del proyecto se socializarán entre todos los usuarios en las revisiones tarifarias que se realicen cada cuatro años.
- (iv) Responsables de la evaluación de la metodología: A manera de identificación de roles, el estudio [2.50] propone responsables específicos según lo siguiente.

- Corresponde al Concesionario la primera evaluación de los Aportes o Sobrecargos, que eventualmente tendrían que realizar los Interesados de cualquier categoría que soliciten expansión de la red.
  
- El OSINERG solo actuará en caso de conflicto sobre eventuales interpretaciones en la aplicación de la presente metodología, en cuyo caso resolverá sobre la pertinencia de los proyectos y de los respectivos Aportes o Sobrecargos que el Concesionario deberá cobrar a los Interesados.

Figura N° 230 A, Procedimiento que sigue la Solicitud de Factibilidad de Suministro.



**Figura N° 230 B Evaluación de la Viabilidad Técnica – Económica para  
Obras consideradas de magnitud**

## **2.6 Especificaciones Técnicas Generales.**

Las especificaciones Técnicas Generales, están referidas a las características técnicas de los componentes e instrumentos utilizados en la ejecución del proyecto, se omite intencionalmente lo referente a detalles de obras y trabajos civiles, procedimientos de seguridad, especificaciones de trabajo seguro de impacto a la comunidad.

Las especificaciones Técnicas se detallan en el anexo C.

### **CAPITULO 3**

#### **INGENIERIA BASICA – RED DE DISTRIBUCION.**

Identificando las características particulares de la demanda a abastecer y estableciendo supuestos que permiten proyectar la demanda de los diversos sectores (ver gráficos N° 225-IND, N° 225-RES, N° 225-GNV y los consolidados según el escenario en los gráficos N° 226-A, N° 226-B), se obtiene los parámetros principales para el diseño de la red de gas natural.

La ingeniería Básica para la red de distribución de gas natural, contempla el diseño de un sistema que permita regular la presión de gas natural desde el suministro provista por la actual línea de alta presión (promedio 90 bar) a la presión de distribución, además debe poseer un sistema independiente que permita dosificar el odorante y un sistema de compensación de temperatura producida por el efecto Joule – Thompson.

Además contempla el diseño de la red de distribución, el recorrido (ruta) más favorable de la misma, finalmente se incluye a las Estaciones de regulación Industriales como parte de la red de distribución y responsabilidad del distribuidor, para fortalecer la viabilidad económica del desarrollo de la nueva infraestructura.

### 3.1. SISTEMA DE ESTACION DE REGULACION Y MEDICION PRINCIPAL DE LA SELVA (ERMPS)

#### 3.1.1 Bases de Diseño:

La “Estación de Regulación y Medición Principal – de la Selva” (en adelante ERMPS) o también llamada City Gate, tendrá por objeto reducir la presión del gas proveniente del gasoducto de transporte propiedad de Aguaytia Energy. Para efectos de diseño se considera una Presión de Máxima de Operación (MAOP) en la zona de alta presión de 72,39 Bar abs. (1176,00psig). La presión regulada para su ingreso a la red de distribución será de 14 Bar abs. (221,00 psig). El flujo máximo considerado será de 11615,165 (S) m<sup>3</sup>/hr.

Se toma particular consideración en la normativa siguiente:

- “Reglamento de gas natural por red de ductos”, aprobado mediante D.S. 042-99-EM y sus correspondiente modificaciones.
- “Sistema de Tuberías para Transporte y Distribución de Gas” ASME B31.8 - Edición 1999 (Revisión ASME B31.8 – 1995)

**NOTA 7:** Detallemos los siguientes Conceptos Determinación de Clase de la Localidad: El párrafo 840.22 (c) del ASME B31.8, indica:

*(C) Localidad Clase 3. Una localidad de Clase 3 es cualquier sección de una milla que tiene 46 o más edificios destinados a la ocupación humana, excepto cuando prevalece una localidad clase 4. Se tiene intención de que una localidad clase 3 refleje áreas tales como los desarrollos de viviendas suburbanas, centros de compras, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas pobladas que no cumplen con los requerimientos de una localidad Clase 4.*

Según lo expuesto en la descripción del Proyecto, el concesionario de la distribución de gas natural (GNLS) obtendrá el suministro, partir de una válvula de ø4” ANSI 600. La cual estará ubicada a +/- 50 metros

(medidos desde los límites del predio asignados al concesionario donde se ubicara la E.R.M.P.S), signado con el pto. 00 ver grafico 301.

La Estación de Regulación y Medición Principal – de la Selva (E.R.M.P.S), responde a diseño en los papers de especificaciones técnicas usadas actualmente por el distribuidor de gas natural en Lima y Callao (GNLC):

- GD.STA.001 “Specifications PRS & MRS” – Suez Energy.
- “Measurement of Gas by Turbine Meters”, Transmission Measurement Committee Report N° 7.

#### **Grafico N° 301, Ubicación de Válvula de suministro. Pto 00**



Fuente: Foto satelital \_ Image Globe

Debido a esto se recomienda la E.R.M.P.S, debe tener Doble Ramal de regulación, y estar compuesto por:

- Una válvula principal de corte al ingreso de la ERMPS.
- Filtros de gas seco, con capacidad de filtraje de 5 micrones en cada ramal.

- Regulador de presión en posición Monitor (solo actúa si falla regulador activo) para cada ramal.
- Regulador de presión en posición Activo para cada ramal.
- Válvula de bola para corte manual.
- Válvula de corte de suministro por baja o alta presión (actúa según seteos por sobre presión o baja presión)
- Medidor de caudal y corrector digital incorporado.
- Sistema de Odorización.
- Sistema de Pre calentamiento (compensación del Efecto Joule – Thompson )
- Válvula principal de corte a la salida de la ERMP.

### 3.1.2 Estación de Regulación y medición Principal:

De acuerdo al ASME B31.8

A partir de la Información proporcionada por AGUAYTIA Energy SRL, Se establecen los siguientes criterios para el diseño de la ERMPS:

Presión de entrada máxima	=	72,39 Barg
Presión de ingreso mínimo	=	20,70 Barg
Caudal Nominal de GN	=	6 790,00 (Std) m3/hr
	=	5,76 MMSCFD
Caudal Máximo de GN	=	11 165,165 (Std) m3/hr
	=	9,46 MMSCFD (MMPCD)
Presión máxima regulada	=	14,00 Barg

El Plano PL-DLAU-102 muestra el plano de planta de la E.R.M.P.S, además se detallan los componentes usados.

### 3.1.3 Cálculo, Selección y descripción de componentes

Para efectos de Selección de Instrumentación, se optara por el uso de la marca RMG ( [www.rmg.de](http://www.rmg.de)), la cual es una marca principalmente de fabricación alemana y Canadiense (sobre pedido en Englad) , ofrece versatilidad de productos y sus instrumentos mantienen una confiabilidad demostrada [3.1].

- Filtros: Filtro Tipo Cartucho  $\varnothing 4"$  ANSI 600 / Capacidad de filtraje 5 micrones, además debe incluir un manómetro diferencial de +/- 5 bar Cantidad 02 unidades.
- Reguladores: Bajo la orientación del documento GD.STA.001 "Specifications PRS & MRS" – Suez Energy, se establece el funcionamiento de un sistema de regulación con la disposición de Monitor / Activo.

Es decir inicialmente entra en funcionamiento el activo el monitor se encuentra en stand by (sin funcionamiento), si producto de una turbulencia, un aumento de presión y / o disminución de presión que originen una alteración al funcionamiento normal del regulador activo, entrara en funcionamiento el regulador monitor (usualmente seteado entre 0 - 1 barg debajo del punto de seteo del regulador activo) de esta manera se asegura la continuidad en el servicio ante eventuales fallas.

[3.1] Esta marca es la provista a todas las estaciones de regulación y subestaciones de ACEROS AREQUIPA S.A en Pisco Perú, considerada a la fecha la segunda instalación a nivel industrial más grande del Perú.

El Anexo D detalla el cálculo del coeficiente Kg, este coeficiente permite seleccionar reguladores de presión para GN. Efectuando las relaciones según la condiciones

Presión entrada mínima	=	20,70 Bar (300,22 psig)
Presión de salida máxima	=	14,00 Bar
Max flow rate	=	9,46 MMSCFD 11 165,08 (Std) m <sup>3</sup> /h

El calculo, resulta Kg =1153,41

Además de la tabla Valve Data (Pag 87 RMG BOOKLET @ edition 2002) Establece un DN 50 ( diámetro 2”) el cual favorece a un regulador de la Serie 500 (Tipo 512) el cual está orientado – se indica en el anexo E Catalogo del Regulador - a uso para estaciones de regulación y / o en sistema de transmisión (redes de distribución)

- Válvula de seguridad Shutt - Off: Es una válvula de corte de flujo de gas se ubica aguas abajo de los reguladores. Está seteada para activarse ante bruscos cambios de presión (es posible su activación a presiones mínimas ejemplo 20 Barg o máximas 100 Barg) de esta manera se permite salvaguardar la seguridad de los componentes, aguas debajo de los reguladores que ante una eventual falla del sistema de regulación (tanto del regulador activo como del monitor) estarían expuestos de manera directa a la presión máxima no regulada.

Para evitar introducir turbulencias en el Flujo, se mantiene el diámetro de ø4”, tal como se mantiene el ducto a la salida de los equipos de regulación, para efectos de los productos RMG – ver el anexo E - este corresponde a la válvula de la serie 700, específicamente se escoge al tipo 711 – safety shutt off valves / ø4” ANSI 600.

- Medidor Fiscal – Tipo Turbina: Las específicas características del caso, faculta el uso de un medidor del tipo Fiscal. Esto es particularmente relevante debido a que se toman el requerimiento de colocar un **enderezador de flujo** según las características descritas en el “Measurement of Gas by Turbine Meters Transmission Measurement Committe Report N°7” por AGA”

A Continuación se detalla el procedimiento que nos permite calcular el parámetro G fundamental en la selección de un medidor.

**Parámetros para seleccionar la capacidad del medidor de gas:**

$P_{e_{\min}}$	Mínima presión manométrica de entrada en el medidor, en bar - cond. Opertva.	20,7	barg
T	Temperatura a las condiciones de operación, °C	30	°C
$P_{atm}$	Presión barométrica del sitio, bar	1,01325	bar
111	Volumen estándar requerido para la instalación, m <sup>3</sup> /h	9486,14	m <sup>3</sup> /h
$T_{st}$	Temperatura a las condiciones estándar, °C	15	°C
$P_{st}$	Presión a las condiciones estándar, bar	1,01325	bar
273,15	Temperatura absoluta en °K (igual a 0°C)	273,15	°K
$V_a$	Volumen actual o real, m <sup>3</sup> /h		

Por medio de la formula de Boyle - Gay Lussac o ley de Boyle y Charles

$$\frac{Q_{st} \cdot P_{st}}{(T_{st} + 273,15)} = \frac{V_a \cdot (P_{e_{\min}} + P_{atm})}{(T + 273,15)}$$

De donde :

$$V_a = \frac{(Q_{st} \cdot P_{st}) \cdot (T + 273,15)}{(T_{st} + 273,15) \cdot (P_{e_{\min}} + P_{atm})}$$

$$V_a = 465,7150343 \text{ m}^3/\text{h}$$

donde  $Q_{\max}$  es la rata de flujo actual máxima, del medidor de gas

$Q_{\max}$ actual m3/h	Clasificación G
2,5	G 1,6
4	G 2,5
6	G 4
10	G 6
16	G 10
25	G 16
40	G 25
65	G 40
100	G 65
160	G 100
250	G 160
400	G 250
650	G 400
1.000	G 650
1.600	G 1000
2.500	G 1600
4.000	G 2500
6.500	G 4000
10.000	G 6500
16.000	G 10000
25.000	G 16000
40.000	G 25000

El medidor para las condiciones dadas es:

Clasificación G	$Q_{\max}$ actual m3/h	Tipo de medidor recomendado	Rang	Clase	
G 400	650	Turbina	1:20		
				<b>ANSI</b>	<b>PSI</b>
				150	275
				300	720
				600	1440

De esta manera se selecciona un medidor tipo turbina G400  $\varnothing 4''$  ANSI 600 con corrector TRZ 03, el cual está provisto para corregir por presión y temperatura el volumen colocarlo en un display. De esta manera la data puede ser almacenada y luego transferida - de ser necesario - por telemetría.

- Válvulas de Bola: En todos los casos se usaran válvulas de bola, en cuerpo de acero y bola de acero inoxidable, preferentemente asientos de teflón reforzado, características propias de uso de gas natural.
  
- Manómetros: Los manómetros provistos, serán de cuerpo inoxidable, dial de  $\varnothing 4''$  y deben tener glicerina en la caja de dial, de tal manera de permitir su lectura objetiva. Además deben contar con certificaciones de exactitud por parte del organismo competente.
  
- Sistema de Odorización: El gas seco deberá ser odorizado, ya al estar constituido principalmente por metano, que es un gas inodoro. Es necesario agregar ciertas sustancias conocidas como odorantes mercaptanos, las cuales imprimen un olor característico que permite identificarlo con facilidad en caso de fugas, es identificable aún en bajas concentraciones por una persona con sensibilidad normal, principalmente en las situaciones de:
  - a) En las Líneas de Distribución para consumidores industriales.
  - b) En líneas de Transmisión situadas en clase o localidad 3 o 4.

La odorización del gas deberá permitir detectar la presencia del gas combustible en el aire antes que la concentración llegue al límite inferior explosiva de la muestra.

El Dispositivo Odorizador, debe estar compuesto por:

- Tanque de almacenamiento (Donde es almacenado el mercaptano con alguna proporción de gas natural)
- Unidad de poder autónomo. ( Sistema de acumulador de energía mediante paneles solares)
- Sistema de control automático (Panel de control enlazado con el corrector de flujo situado sobre el medidor, proporciona inyección de mercaptano en función al flujo instantáneo)
- Sistema motriz (conjunto de reguladores y bomba de pistón que permite el bombeo de la mezcla gas-mercaptano para llevarla al inyector)
- Conjunto Inyector ( Pulverizador de la mezcla gas – mercaptano el cual es ubicado a la salida de la ERMP o al ingreso de la Red de ductos de distribución)

Con el objeto de cumplir estas consideraciones, se selecciona el Sistema Odorizador con Controlador FL – 150 Bomba MMX 217 DC 224 con Tanque de 300 Lts. de la empresa MIRBLA ( [www.mirbla-sa.com.ar](http://www.mirbla-sa.com.ar)), la cual es fabricante y proveedora de estos equipos de dosificación durante los últimos 10 años.

Se debe señalar que la misma es la proveedora de los equipos de odorización que se encuentra en el City Gate - para distribución - de la ciudad de Lima ubicado en Lurin.

- Precalentador: El objeto del Precalentador es compensar - mediante ingreso de calor – la pérdida de temperatura producto del efecto Joule thompson.

Con el objeto de calcular la compensación de energía necesaria para permitir transportar el flujo de gas a cuando menos 5 °C, después de la etapa de regulación – es decir a la salida de la ERMPS - siguiendo las relaciones citadas en el anexo G joule thompson Effect, según las consideraciones.

- Eficiencia de transmisión	=	80 % (estimada)
- Caudal Máximo	=	9486,14 (Std) m3/hr
- Presión de Ingreso	=	74, 00 Bar
- Presión de Salida	=	15,01 Bar
- Temperatura de Ingreso	=	15,00 °C (estimada)
- Temperatura mínima de salida	=	5,00 °C
- Coeficiente Térmico Cp	=	2.20 KJ/Kg
- Densidad Especifica	=	0,643

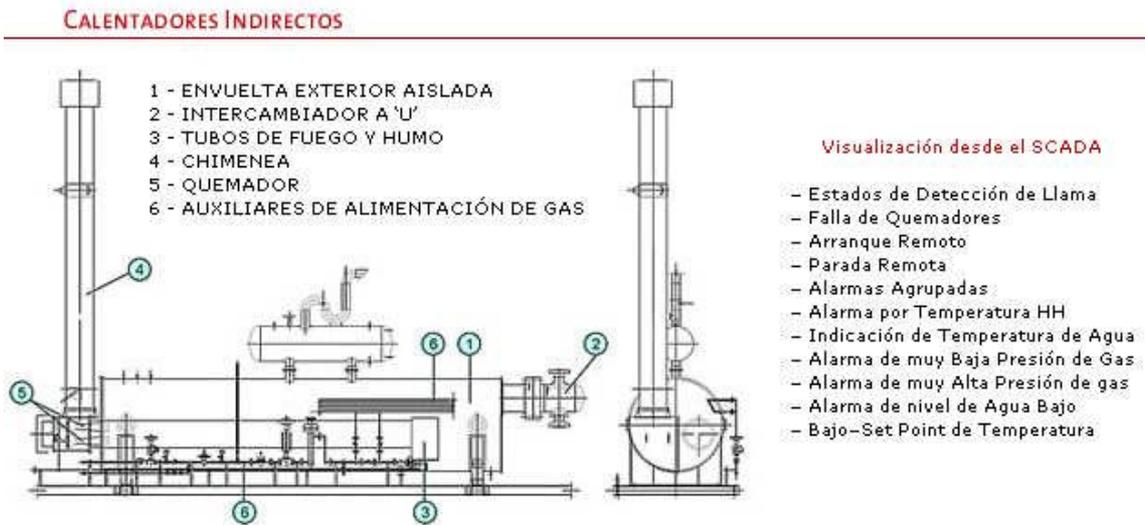
El cuadro N° 301 resume el resultado de los parámetros importantes para la selección (los datos ingresados están en rojo).

### Cuadro N° 301, potencia de compensación efecto Joule thompson

Maximo caudal, minima temperatura			Detalle
W	kcal/h	<b>78.231,23</b>	Potencia de compensacion
W	Kj/h	<b>327.006,54</b>	Potencia de compensacion
n	%	<b>0,80</b>	Eficiencia
qn	m3/h	<b>9.486,14</b>	Caudal maximo
pe	bar	<b>74,00</b>	Presion de Ingreso
pa	bar	<b>15,01</b>	Presion de salida
Tingreso	C	<b>15,00</b>	Temperatura de Ing.
Trequerido	C	<b>5,00</b>	Temperatura requerida
Dtges	C	<b>19,50</b>	Delta
Dt1	C	<b>29,50</b>	Delta media de Presion
Dt2	C	<b>-10,00</b>	Delta de Temp
Cp	Kj/Kg	<b>2,20</b>	Coeficiente
Sg	kg/m3	<b>0,64</b>	Densidad especifica

De esta manera se selecciona el precalentador indirecto de la marca Tormene Americana [3.2] de procedencia Argentina, provee además equipos de regulación de Gas y sistemas accesorios varios, específicamente se escoge el tipo TW-300 [3.2]. La Figura N° 302A muestra el esquema típico de este precalentador y la Figura N° 302B sus características generales

### Grafico N° 302A Típico de calentador Indirecto, Fabricación Argentina.



[3.2] Ver catalogo on line en [www.tormeneamericana.com.ar](http://www.tormeneamericana.com.ar).

## Grafico N° 302B Precalentador Indirecto características generales.

### CALENTADORES INDIRECTOS



#### Características Disponibles:

- Tubos de Fuego Removibles
- Conjunto de Tubos Removible
- Gran volumen de combustión del tubo de fuego por pie cuadrado de área del tubo
- Calidad de fabricación
- Radiografiado y relevamiento de tensiones.
- Mando automático, regulación y sistemas de seguridad también operables sin electricidad.
- Alta performance y eficacia.

## 3.2 RED DE DUCTOS – RUTA RED DE DISTRIBUCION

### 3.2.1 Bases de Diseño:

La red de distribución mediante ductos, tendrá por objetivo distribuir el GN desde ERMPS hasta los usuarios finales. Para efectos de diseño se considera una máxima presión de operación (m.p.o) de 14,00 Bar (203,05 psig) el flujo máximo de diseño será de 8,966 MMPCD (N), (9,46 MMSCFD  $\leftrightarrow$  11 165,165 Sm<sup>3</sup>/hr) [3.2A], la presión de suministro mínima debe asegurarse en 10 Bar (145,03 psig)

Según las consideraciones:

- “Reglamento de gas natural por red de ductos”, aprobado mediante D.S. 042-99-EM y sus correspondientes modificaciones.

- “Sistema de Tuberías para Transporte y Distribución de Gas” ASME B31.8 - Edición 1999 (Revisión ASME B31.8 – 1995)

Según el ASME B31.8 detallamos la determinación de la clase o localidad (**ver NOTA 7**)

**NOTA 8:** Determinación de Clase de la Localidad: El párrafo 840.22 (c) del ASME B31.8, indica:

*(C) Localidad Clase 3. Una localidad de Clase 3 es cualquier sección de una milla que tiene 46 o más edificios destinados a la ocupación humana, excepto cuando prevalece una localidad clase 4. Se tiene intención de que una localidad clase 3 refleje áreas tales como los desarrollos de viviendas suburbanas, centros de compras, áreas residenciales, áreas industriales y otras áreas pobladas que no cumplen con los requerimientos de una localidad Clase 4.*

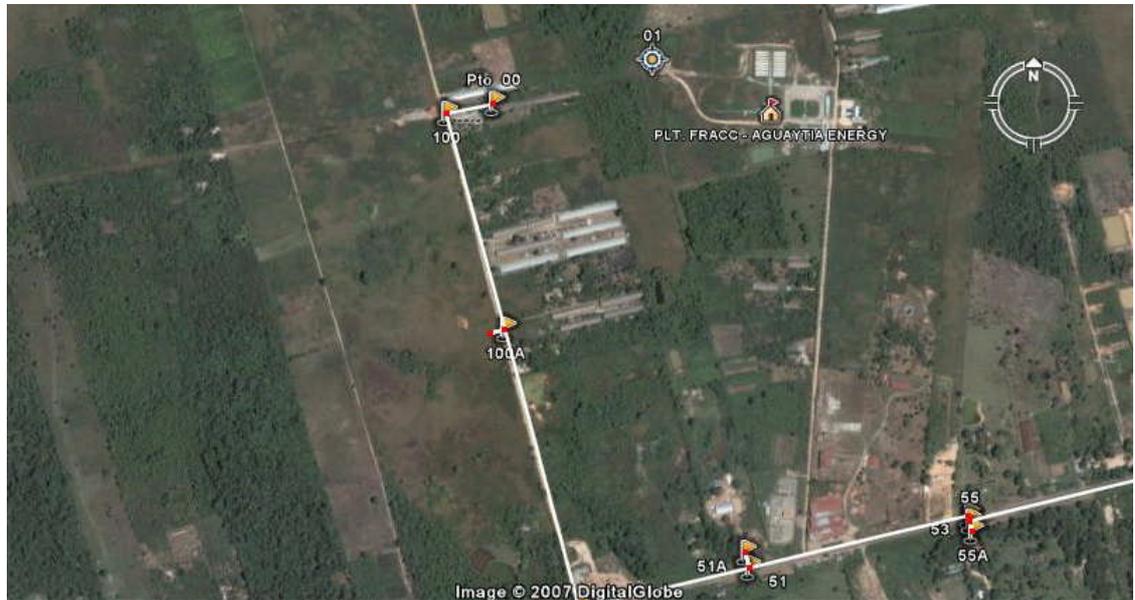
### 3.2.2 Ruta - Red de Ductos.

Según las consideraciones supuestas, el concesionario denominado Gas Natural de la Selva (G.N.L.S), obtendrá el suministro a partir de una válvula de diámetro 4" ANSI 600 provista por el transportador (ver Capítulo 4, identificación de actores y roles).

Esta válvula es ubicada en el *punto 00* (ver gráfico 301), preferentemente a escasos metros de la ubicación de la E.R.M.P.S.

Detallemos los componentes del **Tramo 0**: Desde el *punto. 00* se construirá un ducto (Acometida de Alta presión) que permita conectarse con el sistema E.R.M.P.S propiamente, el inicio del gasoducto de distribución se ubica en el *punto. 100*, Este ducto inicia con un tramo de tubería  $\varnothing 8''$  de material A53 - Gr. B sch 40 por un largo de 529,40 metros terminando en el *punto 100A*, en el *punto 100A* se considera la ubicación (virtual) de la empresa Ladrillera Arceo.

### Grafico N° 303 (Ubicación Puntos 100 – 100 A)



Fuente: Digital globe

Desde el *punto 100A* continua un tramo de tubería  $\varnothing 8''$  de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 529,40 metros terminando en el *punto 101*, este punto se ubica al margen de la carretera Federico Basadre (alt. Km. 10,00).

Desde el *punto 101* se define dos tramos el Tramo I (con dirección Sur Oeste geográfico) y el tramo II (con dirección Nor. este geográfico), ver grafico N° 304.

Detallemos los componentes del tramo I. A partir del *punto 101* continua un tramo de tubería de diámetro 4" de material A53 – Gr B sch 40 por un largo de 813,95 metros terminando en el *punto 52*, a partir del *punto 52* se establece una derivación de suministro a la empresa MAILSAC.

**Grafico N° 304, ubicación de Pto 101.**



Fuente: Digital globe.

A partir del *Punto 52* continua un tramo de tubería de diámetro 4" de material A53 - Gr B sch 40 por un largo de 1845,70 metros terminando en el *punto 54*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa Cervecería San Juan S.A.

A continuación detallamos los componentes del tramo II. A partir del *punto 101* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 350.78 metros terminando en el *punto 51*, punto en el que se establece una derivación de suministro para la empresa SEM S.A. A partir del *punto 51* continua un tramo de tubería de diámetro 6" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 468,58 metros terminando en el *punto 53*. El *punto 53* se encuentra en el margen derecho de la carretera Federico Basadre se continua de manera recta y perpendicular (al trazo del tramo anterior) con una tubería de  $\varnothing 8$ " por un largo de 12,00 metros hasta el *punto 55* ubicado en el margen izquierdo de la carretera Federico Basadre, el *punto 55* se ubica una derivación de suministro para la empresa GEA S.A.

A partir del *punto 55* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 3030,85 metros terminando en el *punto 56A*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa Ladrillera Ucayali.

A partir del *punto 56A* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 1458,62 metros terminando en el *punto 57A*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa GALPESA.

A partir del *punto 57 A* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 1163,93 metros terminando en el *punto 70*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa Triplayera Mailsac.

A partir del *punto 70* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 919.07 metros terminando en el *punto 59*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa Industrial Ucayali.

A partir del *punto 59* continua un tramo de tubería de diámetro 8" de material A53 – Gr. B sch 40 por un largo de 1163,93 metros terminando en el *punto 60*, punto en el cual se establece una derivación de suministro para la empresa embotelladora CIMPASA.

Favorablemente a escasos metros del *punto 60* (60 metros) se ubicará una válvula de diámetro 8" ANSI 150, que será utilizado para futuras ampliaciones de la red de distribución.

### 3.2.3 Cálculos.

El resultado de los cálculos obedece al uso de la ecuación de Weymouth, siguiendo las siguientes consideraciones de supuestos particulares:

- (i) La gravedad específica del GN (g.e) medida a 60 °F es de 0,643.
- (ii) El factor de compresibilidad es de 0,975 (ver anexo I)
- (iii) La temperatura de distribución se asume constante a 60 °F (15.55 °C).
- (iv) El caudal máximo a transportar es 9,611 MMPCD (s) equivalente a 11 341,21 (S) m<sup>3</sup>/h de GN. [3.2 A]
- (v) Las ubicaciones de los consumos en los sectores GNV y Comercial Residencial (Estación de Regulación para el abastecimiento del sector residencial comercial) no muestran ubicación preferente.
- (vi) Se considera una máxima presión de operación (m.p.o) de 14 Barg (203,05 psig) y una Presión de Prueba (Pp) de 18 Barg (261,06 psig), según las consideraciones de la ASME B31.8
- (vii) Se considera un caída de presión por longitud de tubería límite máximo de 5 psi/100 pies. [3.2 B]
- (viii) Se considera una velocidad de erosión promedio de 125,465 ft/sec. Necesariamente los tramos deben estar debajo de este valor. (ver anexo I)
- (ix) Se utilizara la ecuación de Weymouth (Anexo H), considerando despreciable la diferencia de alturas del ducto durante su recorrido.

A partir del diámetro recomendado, resultado del cálculo, se seleccionara un diámetro comercial. El cuadro N°302 muestra los resultados.

[3.2A] Con el objeto de determinar la viabilidad técnico económica de un proyecto en un periodo de tiempo la literatura se apoya de manera recurrente en dos periodos de abastecimiento 20 años y 30 años. Para el caso de extender el análisis de la demanda máxima total en un periodo de 30 años el valor estimado es de 9,611 MMPCD. Lo que equivale a 11341,21(S) m<sup>3</sup>/h, Se usa el valor de consumo a 30 años con el objeto de maximizar la capacidad del gasoducto.

**Formula 3.0 – Ecuación general de Flujo de Estado Estable.**

$$Q_b = 38.774 \frac{T_b}{P_b} \cdot \sqrt{\frac{1}{f}} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - 0.0375G \cdot \Delta H \cdot \frac{P_{ave}^2}{T_{ave} \cdot Z_{ave}}}{Z_{ave} \cdot T_{ave} \cdot G \cdot L} \right]^{\frac{1}{2}} \cdot D^{2.5}$$

assuming that the potential energy term is

$$E = 0.0375G \cdot \Delta H \cdot \frac{P_{ave}^2}{T_{ave} \cdot Z_{ave}}$$

Donde:

Q<sub>b</sub>= Flujo de gas en condiciones base, SCFD (pies<sup>3</sup> /día)

T<sub>b</sub>= Temperatura en condición base, 520 °R (15,7 °C)

P<sub>b</sub>= Presión en condición base, 14,7 psia

Sqrt(1/f)= Factor de transmisión (adimensional)

P<sub>1</sub>= Presión de Ingreso de Gas natural (psia)

P<sub>2</sub>= Presión de Salida de Gas natural (psia)

G= Densidad de gas (adimensional)

ΔH= Cambio de elevación (pies)

P<sub>ave</sub>= Presión media (psia)

T<sub>ave</sub>= Temperatura media (psia)

Z<sub>ave</sub>= Factor de compresibilidad (adimensional)

L= Longitud de tubería (millas)

D= Diámetro Interno de tubería (pulg)

**Formula 3.1. Ecuación general de Flujo de Estado Estable, considerando El parámetro “E”**

$$Q_b = 38.774 \frac{T_b}{P_b} \cdot \sqrt{\frac{1}{f}} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{Z_{ave} \cdot T_{ave} \cdot G \cdot L} \right]^{\frac{1}{2}} \cdot D^{2.5}$$

Todos los parámetros, tienen las mismas unidades que la formula 3.0

**Formula 3.2. Ecuación de Weymouth.**

$$Q_b = 432.7 \frac{T_b}{P_b} \cdot \left[ \frac{P_1^2 - P_2^2 - E}{G \cdot L \cdot T_{ave} \cdot Z_{ave}} \right]^{1/2} \cdot D^{2.667}$$

where the transmission factor is defined as

$$\sqrt{\frac{1}{f}} = 11.19 D^{1/6}$$

Todos los parámetros, tienen las mismas unidades que la formula 3.0

[3.2B] Según el departamento de Ingeniería y diseño de TRANSCANADA (<http://www.transcanada.com/>), la caída promedio óptima de presión entre dos nodos de la red de ductos de transporte de GN debe estar en [3,5 – 5,85] psia/milla. Ver” Pipeline Desing & Construction Practicall Approach”, M. Mohitpour - ASME PRESS 2000 - pag 96.

De la formula 3.1 y considerando:

$$(P1-P2/L) = 5 \text{ psia/milla} \dots (a)$$

Analizando el nodo 100, para encontrar el diámetro a continuación de la válvula de salida de la ERMP, considerando la longitud de 1 milla.

En (a)

$$P1-P2 = 5$$

$$217,75-P2=5 \quad \Rightarrow \quad P2 = 212,75\dots (b)$$

Para hallar el caudal máximo en el tramo de tubería de 1 milla. Haciendo uso de la Formula 3.1.

Considerando.

$$Tb=520 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$Pb= 14,7 \text{ psia}$$

$$(1/f)^{1/2} = 11,19 \times Di^{1/6}$$

$$P1=217,75 \text{ psia}$$

$$P2=212,75 \text{ psia.}$$

$$G=0,643$$

$$T_{media}=518,67 \text{ }^\circ\text{R} (20^\circ\text{C})$$

$$\text{Factor de compresión} = 0,975$$

$$L= 1 \text{ milla}$$

$$\text{Diámetro interno} = 7,98 (8''\text{DN})$$

$$Qb(8DN) = 38,774 \times (520/14,7) \times (18,5) \times \left\{ \frac{((217,75)^2 - (212,75)^2)}{(0,643 \times 1 \times 518,67 \times 0,975)} \right\}^{0,5} \times (7,98)^{2,5}$$

$$Qb(8DN) = 38,774 \times (35,37) \times (18,5) \times \left\{ \frac{2152,5}{325,17} \right\}^{0,5} \times (7,98)^{2,5}$$

$$Qb(8DN) = 11\,729\,715,739 \quad \text{SCFD}$$

$$Qb(8DN) = 11,729 \quad \text{MMSCFD}$$

*“Es decir la tubería de Diámetro 8” ASTM A42 GR B SCH 40, para las consideraciones anteriores esta en una capacidad física de transportar hasta 11,729 MMSCFD de GN. ”*

Considerando.

$$T_b = 520 \text{ } ^\circ\text{R}$$

$$P_b = 14,7 \text{ psia}$$

$$(1/f)^{1/2} = 11,19 \times D_i^{1/6}$$

$$P_1 = 217,75 \text{ psia}$$

$$P_2 = 212,75 \text{ psia.}$$

$$G = 0,643$$

$$T_{\text{media}} = 518,67 \text{ } ^\circ\text{R} \text{ (20}^\circ\text{C)}$$

$$\text{Factor de compresión} = 0,975$$

$$L = 1 \text{ milla}$$

$$\text{Diámetro interno} = 6,065 \text{ (6"DN)}$$

$$Qb(6DN) = 38,774 \times (520/14,7) \times (18,02) \times \left\{ \frac{((217,75)^2 - (212,75)^2)}{(0,643 \times 1 \times 518,67 \times 0,975)} \right\}^{0,5} \times (6,065)^{2,5}$$

$$Qb(6DN) = 24723,041 \times 2,57 \times 90,59$$

$$Qb(6DN) = 5\,755\,926,930 \quad \text{SCFD}$$

$Q_{b(6DN)} = 5,755$

MMSCFD

*“Es decir la tubería de Diámetro 6” ASTM A42 GR B – SCH 40 , para las consideraciones anteriores esta en una capacidad física de transportar hasta 5,755 MMSCFD de GN. ”*

“Por lo tanto por la consideración (iv) del ítem 3.2.3 - mismo capítulo - la tubería de Diámetro nominal 8” es la única que se ajusta a los requerimientos para el caso descrito”

Ahora según la distribución de la red Troncal (distancias expresadas en millas) - referida al plano PL DLAU 105 – además de la distribución de los consumos (Caudales en MSCFD), se procede a dimensionar la red de distribución.

**Primero** considerando que la mayor caída de presión aceptable es de 5psia/milla y que la presión a la salida de la ERMP es de 217,750 psia. Seccionado el recorrido de la red de distribución de GN en tramos e Ingresando las distancias de los tramos - iniciando desde la salida de la ERMP - se obtiene la presión al final de cada tramo.

**Segundo**, luego de obtener la presión a la salida de los tramos, mediante la ecuación 3.2 se obtiene el diámetro recomendado.

#### **Ejemplo de cálculo: Tramo 100-100 A**

- Cálculo de la presión de salida:

$$(P_1 - P_2) / L = 5 \text{ psia/milla} \dots (a)$$

$$L = 0,33 \text{ millas}$$

$$P_1 = 217,750 \text{ psia}$$

De (a)

$$P_2 = 216,150 \text{ psia}$$

- Cálculo del diámetro

Considerando

$Q_b=9,611$  MMSCFD

$T_b=520$  °R

$P_b= 14,7$  psia

$P_1=217,75$  psia

$P_2=216,15$  psia.

$G=0,643$

$T_{media}=518,67$  °R (20°C)

Factor de compresión = 0,975

$L= 0,33$  milla

Diámetro interno = **incógnita**

De la formula 3.2

$$9611000,00 = 432,7 \times (520/14,7) \times \left\{ \frac{[(217,75)^2 - (216,15)^2 - 0]}{(0,643 \times 0,33 \times 518,67 \times 0,975)} \right\}^{0,5} \times (D_i)^{2,667}$$

$D_i=7,88 \Rightarrow$  **Diámetro nominal 8"**

### Ejemplo de cálculo: Tramo 100 A -101

- Cálculo de la presión de salida:

$$(P1-P2)/L = 5\text{psia/milla} \dots (a)$$

$$L=0,33 \text{ millas}$$

$$P1= 216,150 \text{ psia}$$

De (a)

$$P2=214,50 \text{ psia}$$

- Cálculo del diámetro

Considerando

$$Q_b=8,622 \text{ MMSCFD}$$

$$T_b=520 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$P_b= 14,7 \text{ psia}$$

$$P1=216,15 \text{ psia}$$

$$P2=214, 50 \text{ psia.}$$

$$G=0,643$$

$$T_{\text{media}}=518,67 \text{ }^\circ\text{R} (20^\circ\text{C})$$

$$\text{Factor de compresión} = 0,975$$

$$L= 0,33 \text{ milla}$$

$$\text{Diámetro interno} = \text{incógnita}$$

De la formula 3.2

$$8622000,00 = 432,7 \times (520/14,7) \times \left\{ \left[ \frac{(216,15)^2 - (214,50)^2 - 0}{(0,643 \times 0,33 \times 518,67 \times 0,975)} \right]^{0,5} \times (D_i)^{2,667} \right.$$

$$D_i=7,54 \Rightarrow \text{Diámetro nominal } 8''$$

Aplicando la metodología del ejemplo de cálculo en todos los tramos, los resultados se resumen en el cuadro N° 302

## CUADRO N° 302 / DIMENSIONAMIENTO DE LA RED PRINCIPAL

	TRAMOS	LONGITUD ( millas )	FLUJO (SCFD)	D interno calculado (pulg)	DIAMETRO NOMINAL (pulg)	PRESION DE INGRESO (psia)	PRESION DE SALIDA (psia)
TRAMO 0	100 - 100A	0,33	9.611.000,000	7,88	8 DN	217,750	216,150
	100A - 101	0,33	8.622.660,000	7,54	8 DN	216,150	214,500
TRAMO I	101 - 52	0,51	1.136.090,000	3,53	4 DN	214,500	211,950
	52 - 54	1,15	1.003.530,000	3,38	4 DN	211,950	206,200
TRAMO II	101 - 51	0,22	7.486.570,000	7,160	8 DN	214,500	213,400
	51 - 53	0,29	7.327.790,000	7,11	8 DN	213,400	211,950
	53 - 55	0,01	7.327.790,000	7,115	8 DN	211,950	211,900
	55 - 56A	1,88	7.113.820,000	7,066	8 DN	211,900	202,500
	56A - 57A	0,91	6.001.940,000	6,673	8 DN	202,500	197,950
	57A - 70	0,10	5.957.380,000	6,670	8 DN	197,950	197,450
	70 - 59	0,57	5.323.240,000	6,405	8 DN	197,450	194,600
	59 - 60	0,72	4.948.780,000	6,251	8 DN	194,600	191,000

(\*) Los tramos están referidos al Plano PL DLAU-105- Recorrido Geográfico Red de Distribución Gas Natural de la Selva.

Fuente: elaboración propia

Para el dimensionamiento de las acometidas, se procede aplicando la misma metodología.

### Ejemplo de cálculo: Tramo 52 - 52 A

- Cálculo de la presión de salida:

$$(P1-P2)/L = 5\text{psia/milla} \dots (a)$$

$$L=0,02 \text{ millas}$$

$$P1= 211,95 \text{ psia}$$

De (a)

$$P2=211,85 \text{ psia}$$

- Cálculo del diámetro

Considerando

$Q_b = 132\,560,00$  SCFD

$T_b = 520$  °R

$P_b = 14,7$  psia

$P_1 = 211,95$  psia

$P_2 = 211,85$  psia.

$G = 0,643$

$T_{media} = 518,67$  °R (20°C)

Factor de compresión = 0,975

$L = 0,02$  milla

Diámetro interno = **incógnita**

De la formula 3.2

$$132\,560,00 = 432,7 \times (520/14,7) \times \left\{ \frac{[(216,15)^2 - (214,50)^2 - 0]}{(0,643 \times 0,33 \times 518,67 \times 0,975)} \right\} \times (D_i)^{2,667}$$

$D_i = 1,581 \Rightarrow$  **Diámetro nominal 2"**

Aplicando la metodología del ejemplo de cálculo en todos los tramos, los resultados se resumen en el cuadro N° 303

### CUADRO 303 / , DIMENSIONAMIENTO DE LA RED PRINCIPAL – ACOMETIDAS

	TRAMOS	LONGITUD millas )	FLUJO (SCFD)	D interno calculado (pulg)	DIAMETRO NOMINAL (pulg)	PRESION DE INGRESO (psia)	PRESION DE SALIDA (psia)
TRAMO I	52 - 52A	0,02	132.560,000	1,581	2 DN	211,950	211,850
	54 - 54A	0,03	1.003.530,000	3,394	4 DN	206,200	206,050
TRAMO II	51 - 51A	0,02	158.780,000	1,689	2 DN	213,400	213,300
	55 - 55A	0,01	213.970,000	1,891	2 DN	211,900	211,850
	56A - 56B	0,01	1.111.880,000	3,539	4 DN	202,500	202,500
	57A - 57B	0,12	44.560,000	1,064	2 DN	197,950	197,350
	70 - 72	0,19	634.140,000	2,882	3 DN	197,450	196,500
	72 - 72A	0,17	634.140,000	2,884	3 DN	196,500	195,650
	72A - 72B	0,00	634.140,000	2,885	3 DN	195,650	195,630
	59 - 59A	0,01	374.460,000	2,374	3 DN	194,600	194,500
	60 - 60B	0,02	130.430,000	1,602	2 DN	191,000	145,590

(\*) Los tramos están referidos al Plano PL DLAU-105- Recorrido Geográfico Red de Distribución Gas Natural de la Selva.

Fuente: elaboración propia

En Resumen la ejecución del Tramo 0 necesita 1058,80 metros de tubería, la ejecución del tramo I necesita 2737,25 metros de tubería y la ejecución del tramo II necesita 8459.07 metros de tubería.

Finalmente el proyecto implica el tendido de aproximadamente 12.255 kilómetros de tubería, usando diámetros de  $\varnothing 8''$ ,  $\varnothing 4''$ ,  $\varnothing 3''$  y  $\varnothing 2''$ . Siendo la red troncal la que aporta la mayor longitud (11.859 Km), usando diámetros de  $\varnothing 8''$  y  $\varnothing 4''$ .

**Cuadro Nº 304, Longitud y Diámetros de Tubería a utilizar según tramos**

	TRAMOS	LONGITUD TRONCAL (METROS)	ACOMETIDAS (METROS)	METROS DE TUBERIA POR TRAMO
TRAMO 0	DN 8	1.058,80	**	<b>1.058,80</b>
	DN 6	**	**	
TRAMO I	DN 4	2.659,65	43,00	<b>2.737,25</b>
	DN 3	**	**	
	DN 2	**	34,60	
TRAMO II	DN 8	7.570,70	**	<b>8.457,07</b>
	DN 6			
	DN 4	**	22,16	
	DN 3	**	596,10	
	DN 2	**	268,11	
	TRONCAL	<b>11.289,15</b>		
	ACOMETIDA		<b>963,970</b>	

**Cuadro N° 305, Longitud y diámetros de tubería a utilizar en la red troncal y en las acometidas a los usuarios**

DIAM.	8 DN	6 DN	4 DN	3 DN	2 DN	SUMA PARCIAL
<b>TRONCAL (m.)</b>	8.629,50		2659,65			<b>11289,15</b>
<b>ACOMETIDA (m.)</b>			65,16	596,10	302,71	<b>963,97</b>
					<b>SUMA TOTAL</b>	<b>12253,12</b>

### 3.2.4 Estaciones de Regulación y Medición Industrial (E.R.M.I)

La red de distribución mantiene un valor de presión de suministro que varía usualmente entre [10 – 14> barg, mediante las acometidas conducen el GN hasta el predio de los usuarios. Ubicado en el predio de los usuarios y necesariamente con cara a la calle se instalan un sistema de regulación y medición denominado para el caso E.R.M.I, este sistema se encarga de regular la presión de suministro [2-4> barg, la cual es distribuida mediante red de ductos internas hasta los puntos de consumo, además se encarga de cuantificar el flujo consumido, el cual es corregido por presión y temperatura a condiciones estándar (S) m<sup>3</sup>/h esta medición permite su facturación posterior por parte de el concesionario.

Las E.R.M.I propuestas cuentan con dos ramales, uno denominado principal y otro secundario.

La descripción (recorriendo en sentido del flujo) típica del ramal principal es:

- (i) Válvula de Ingreso principal (válvula de bola paso total, cuerpo de acero, bola de Inoxidable, asientos de teflón reforzado uso combustibles gaseosos).
- (ii) Válvula de ingreso ramal principal (mismas consideraciones (i) )
- (iii) Manómetro de medición dial 4" rango [0 – 20> barg ( Cuerpo de acero inoxidable)
- (iv) Filtro bridado tipo cartucho 180° ( capacidad de filtraje 5 micras, incluye manometro diferencial)
- (v) Regulador Monitor (Cuerpo de acero bridado, orificio de bronce, c/s piloto según preferencia, corte interno por alta y baja presión).
- (vi) Regulador Activo (Cuerpo de acero bridado, orificio de bronce)
- (vii) Medidor de flujo con corrector.
- (viii) Manómetro de medición dial 2" rango de [0-10> barg
- (ix) Válvula de salida ramal principal (consideraciones (i))
- (x) Válvula de salida de la ERMI (consideraciones (i))

La descripción típica del ramal secundario es:

- (i) Válvula de Ingreso ramal secundario (válvula de bola paso total, cuerpo de acero, bola de Inoxidable, asientos de teflón reforzado uso combustibles gaseosos).
- (ii) Válvula de multibloqueo
- (iii) Manómetro de medición dial 4" rango [0 – 20> barg ( Cuerpo de acero inoxidable)
- (iv) Regulador principal (Cuerpo de acero bridado, orificio de bronce)
- (v) Manómetro de medición dial 2" rango de [0-10> barg
- (vi) Válvula de salida ramal secundario.

Por las consideraciones del caso en estudio se proponen tres modelos de Estaciones de Regulación Industriales (E.R.M.I).

#### **TIPO I (ver PL-DLAU-106 A)**

Caudal máximo

250,00(S) m<sup>3</sup>/h

Presión de Ingreso mínimo	10,00 Barg.
Presión Regulada	02,00 Barg.

**TIPO II (ver PL-DLAU-106 B)**

Caudal Máximo	450,00 (S) m3/h
Presión de Ingreso Mínimo	10,00 Barg.
Presión regulada	02,00 Barg

**Tipo III (ver PL-DLAU-106 C)**

Caudal Máximo	1600,00 (S) m3/h
Presión de Ingreso Mínimo	10,00 barg
Presión Regulada	03,00 barg

**Grafico 304 A, ERMI TIPO I**

Fuente: Archivo personal del Autor.

**Figura 304 B, ERMI TIPO III**

Fuente: Archivo personal del Autor.

## Instalaciones Internas – Evaluación de Recuperación de la Inversión – Redes

### Internas

#### EMPRESA CERVECERA SAN JUAN

<b>Dirección</b>	Carretera Federico Basadre Km 13	<b>Combustible utilizado</b>	Petroleo Resid N°6
<b>Actividad</b>	Fabricación de bebidas alcoholicas	<b>Consumo de combustible</b>	3584 Gln/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Walter Pasache		
<b>Cargo</b>	Gerente General	<b>Costo de combustible</b>	5062,4 US\$/dia
<b>Telefono</b>	586000	<b>Consumo Equiv en GN</b>	396,11 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	1502,21 Sm3/h



#### EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	PET N°6
<b>1 COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/GLN)		1,41
1.3 Costo diario (US\$/dia)	1.667,61	5.062,40
<b>2 PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	16,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	352,00	
<b>3 CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	396,11	
<b>4 PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	252.400,00	
4.2 INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	150.000,00	
4.3 INVERSION RED INTERNA	60.000,00	
4.4 INVERSION ERM	42.400,00	
4.5 AHORRO MES	74.685,37	
4.6 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	3,38	

## EMPRESA MADERERAS PERUANAS SAC

<b>Dirección</b>	Carretera Federico Basadre Km 11,2	<b>Combustible utilizado</b>	Leña -Aserrin
<b>Actividad</b>	Transformación de Madera	<b>Consumo de combustible</b>	10,730 m3/día
<b>Persona de Contacto</b>	Giamoco Franchini		
<b>Cargo</b>	Gerente General	<b>Costo de combustible</b>	220,823 US\$/día
<b>Telefono</b>	578660	<b>Consumo Equiv en GN</b>	52,350 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	154,460 Sm3/h



## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	Leña
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		0,03
1.3 Costo diario (US\$/día)	220,39	220,82
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	12,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	264,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	52,35	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>88.800,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	20.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	50.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	18.800,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>9,46</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>NNN</b>	

<b>Direccion</b>	Carretera Federico Basadre Km 9,6	<b>Combustible utilizado</b>	Leña
<b>Actividad</b>	Transformacion de Madera	<b>Consumo de combustible</b>	17,320 m3/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Jorge Mares		
<b>Cargo</b>	Jefe de Produccion	<b>Costo de combustible</b>	356,446 US\$/dia
<b>Telefono</b>	575755	<b>Consumo Equiv en GN</b>	84,660 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	426,970 Sm3/h



**EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION**

	<b>COMBUSTIBLES USADOS</b>	
	<b>GN</b>	<b>Leña</b>
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		0,03
1.3 Costo diario (US\$/dia)	356,42	356,45
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	8,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	176,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	84,66	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>128.800,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	60.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	50.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	18.800,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>0,59</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>NNN</b>	

## EMPRESA SEN SELVA

<b>Dirección</b>	Carretera Federico Basadre Km 10,0	<b>Combustible utilizado</b>	GLP
<b>Actividad</b>	Procesadora de Granos	<b>Consumo de combustible</b>	1.408,300 Kg/día
<b>Persona de Contacto</b>	Luz Fogelatti		
<b>Cargo</b>	Contadora General	<b>Costo de combustible</b>	734,865 US\$/día
<b>Teléfono</b>	577858	<b>Consumo Equiv en GN</b>	62,836 MPCD
		<b>Consumo máximo de GN</b>	639,170 Sm <sup>3</sup> /h

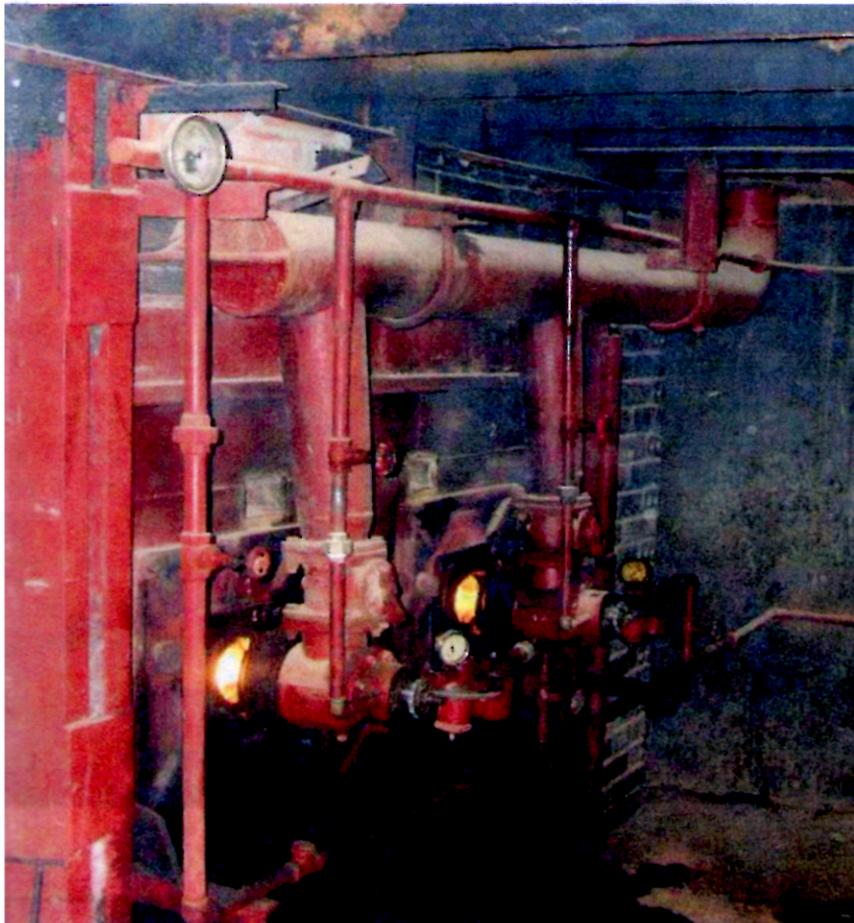


## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	GLP
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		0,52
1.3 Costo diario (US\$/día)	264,54	734,87
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Día	8,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	176,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	62,84	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>38.800,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	0,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	20.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	18.800,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>10.347,16</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>3,75</b>	

## EMPRESA GALVANIZADORA PERUANA S.A

<b>Dirección</b>	Carretera Federico Basadre Km 5,5	<b>Combustible utilizado</b>	Diesel 2
<b>Actividad</b>	Fabrica de Lamina Galvanizadora	<b>Consumo de combustible</b>	164,000 Gal/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Javier Alegria		
<b>Cargo</b>	Gerente de Produccion	<b>Costo de combustible</b>	370,640 US\$/dia
<b>Telefono</b>	575503	<b>Consumo Equiv en GN</b>	42,600 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	63,900 Sm3/h



## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	D2
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Gln)		2,32
1.3 Costo diario (US\$/dia)	179,35	370,64
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	12,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	264,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	42,60	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>80.800,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	27.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	35.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	18.800,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>4.208,47</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>19,20</b>	

## EMPRESA LADRILLERA UCAYALI

**Direccion** Carretera Federico Basadre Km 6,8 **Combustible utilizado** LEÑA  
**Actividad** Fabrica de ladrillo **Consumo de combustible** 90,000 m3/dia  
**Persona de Contacto** Hugo Lopez  
**Cargo** Gerente de Produccion **Costo de combustible** 1.852,200 US\$/dia  
**Telefono** 574747 **Consumo Equiv en GN** 440,007 MPCD  
**Consumo maximo de GN** 1.556,520 Sm3/h



## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	Leña
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		2,32
1.3 Costo diario (US\$/dia)	1.852,20	1.852,20
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	24,00	
2.2 Dias Mes	30,00	
2.3 Horas Mes	720,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	440,01	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>113.400,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	26.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	45.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	42.400,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>0,00</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>NNN</b>	

## EMPRESA INDUSTRIAL UCAYALI

<b>Direccion</b>	Av. Centenario 4300	<b>Combustible utilizado</b>	LEÑA
<b>Actividad</b>	Fabrica de ladrillo	<b>Consumo de combustible</b>	51,330 m3/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Hugo Segovia		
<b>Cargo</b>	Gerente de Produccion	<b>Costo de combustible</b>	1.056,371 US\$/dia
<b>Telefono</b>	571534	<b>Consumo Equiv en GN</b>	250,950 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	1.331,600 Sm3/h



## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	Leña
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		2,32
1.3 Costo diario (US\$/dia)	1.056,37	1.056,37
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	16,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	352,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	250,95	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>122.500,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	60.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	42.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	20.500,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>0,03</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>NNN</b>	

## EMPRESA MAILSAC

<b>Direccion</b>	JR Amazonas 278	<b>Combustible utilizado</b>	LEÑA
<b>Actividad</b>	Transformadora de Madera	<b>Consumo de combustible</b>	30,310 m3/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Elmer Lozano		
<b>Cargo</b>	Gerente de Produccion	<b>Costo de combustible</b>	623,780 US\$/dia
<b>Telefono</b>	590230	<b>Consumo Equiv en GN</b>	148,184 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	658,540 Sm3/h

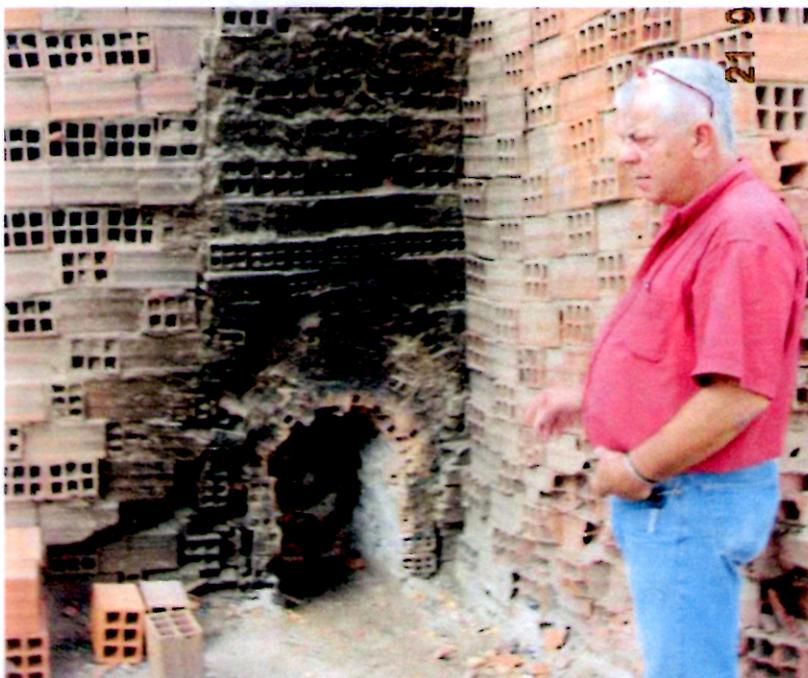


## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	Leña
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		
1.3 Costo diario (US\$/dia)	623,78	623,78
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	8,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	176,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	148,18	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>89.500,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	36.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	33.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	20.500,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>0,00</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>NNN</b>	

## EMPRESA LADRILLERA ARCEO

<b>Direccion</b>	JR Amazonas 278	<b>Combustible utilizado</b>	LEÑA
<b>Actividad</b>	Fabrica de Ladrillo	<b>Consumo de combustible</b>	80,000 m3/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Luis Arceo		
<b>Cargo</b>	Gerente General	<b>Costo de combustible</b>	1.646,400 US\$/dia
<b>Telefono</b>	571379	<b>Consumo Equiv en GN</b>	391,117 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	1.383,570 Sm3/h



## EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION

	COMBUSTIBLES USADOS	
	GN	Leña
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		
1.3 Costo diario (US\$/dia)	1.646,40	1.646,40
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	24,00	
2.2 Dias Mes	30,00	
2.3 Horas Mes	720,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	391,12	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	178.400,00	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	81.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	55.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	42.400,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	0,00	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	NNN	

**EMPRESA CIMPASA**

<b>Direccion</b>	JR Amazonas 278	<b>Combustible utilizado</b>	Diesel 2
<b>Actividad</b>	Fabrica de Ladrillo	<b>Consumo de combustible</b>	480,000 Gal/dia
<b>Persona de Contacto</b>	Luis Arceo		
<b>Cargo</b>	Gerente General	<b>Costo de combustible</b>	1.113,600 US\$/dia
<b>Telefono</b>	571379	<b>Consumo Equiv en GN</b>	51,610 MPCD
		<b>Consumo maximo de GN</b>	136,940 Sm3/h

**EVALUACION RECUPERACION DE LA INVERSION**

	<b>COMBUSTIBLES USADOS</b>	
	<b>GN</b>	<b>D2</b>
<b>1. COSTOS DE ABASTECIMIENTO</b>		
1.1 Costo de Combustible (US\$/MPCD)	4,21	
1.2 Costo de Combustible (US\$/Kg)		
1.3 Costo diario (US\$/dia)	217,28	1.113,60
<b>2. PERIODO DE TRABAJO PROMEDIO</b>		
2.1 Horas Dia	16,00	
2.2 Dias Mes	22,00	
2.3 Horas Mes	352,00	
<b>3. CONSUMO DE GAS COMBUSTIBLE</b>		
3.1 MPCD	51,61	
<b>4. PERIODO DE RECUPERACION</b>		
4.1 INVERSION TOTAL	<b>54.800,00</b>	
INVERSION EQUIPOS TERMICOS (US\$)	18.000,00	
INVERSION RED INTERNA (US\$)	18.000,00	
INVERSION ERM (US\$)	18.800,00	
4.2 AHORRO MES (US\$/MES)	<b>19.719,08</b>	
4.3 TIEMPO DE RECUPERACION (MESES)	<b>2,78</b>	

### 3.2.5 Sistemas de Protección catódica y Sistemas Conexos.

El sistema de protección anticorrosivo están formados por una serie de recursos pasivos y activos que tienen por objetivo proteger las tuberías enterradas contra la acción corrosiva del suelo, debido a que los gasoductos enterrados constituye considerables e importantes inversiones, se debe prever como mantenerlas adecuadamente.

Cualquier red de conductos de acero y sus accesorios (fittings) deberán protegerse contra la corrosión para cuyo efecto se practican usualmente dos tipos de protecciones.

- Protección Pasiva.
- Protección Activa (Protección Catódica).
  
- Protección Pasiva.- En conformidad a lo indicado en las disposiciones regulatorias, la protección pasiva es una obligación. Esta consiste básicamente en proteger el ducto (o la red de ductos) del medio que la rodea, esta protección involucra tres modalidades de aislamiento que deben estar planificadas en el momento de proyectar el gasoducto, los cuales son:
  - (i) *Aislarlo del medio que lo rodea (suelo).*- Esto se logra mediante la aplicación de revestimiento sobre la superficie exterior de la tubería que sea de alta resistencia eléctrica, buena adhesividad, elástico y buena resistencia a los requerimientos mecánicos.
  
  - (ii) *Aislarlo de otro tipo de metal usado en la infraestructura del ducto.*- Aislarlo mediante conectores tubulares de constante dieléctrica alta.

- (iii) *Aislarlo de otras estructuras metálicas colindantes.*-Uso de las juntas dieléctricas y las láminas dieléctricas.
- Protección Activa (Protección Catódica).- Se conforma como practica de la ingenieria de la corrosión, Si a una tubería se le aplica un revestimiento bien adherido (poliken por ejemplo) uniformemente adherido sin defectos ni ampollas entonces la protección catódica realmente no seria necesario.

Sin embargo de acuerdo a la experiencia internacional se concluye que no obstante los cuidados para realizar un buen revestimiento, existen otras diversas condiciones a lo largo de la tubería de todas las redes de transporte que tienden a atacar y dañar la cinta o revestimiento. No obstante que la cinta ha sobrevivido al manipulo durante su aplicación a la fricciones por la vibración causada por el trafico y por la presencia de ciertas arcillas plásticas que jalan y empujan al tubo debido a los cambios de humedad. Situación que resulta del ampollamiento (hollidays) del revestimiento de la tubería. Es en estos puntos donde se concentra la acción corrosiva en forma crítica, por ello que es necesario la aplicación de la protección catódica.

La protección catódica es un método de reducir prevenir la corrosión de estructuras metálicas enterradas por la aplicación de corriente impresa que produce en el metal polaridad negativa con respecto al suelo que lo rodea (electrolito). La fuente de corriente impresa puede ser un rectificador (para el caso),

## CAPITULO 4

### DESARROLLO DE LA ESTRATEGIA.

La industria del Gas natural es una industria intensiva en capital y con fuertes requerimientos de inversión, además para el caso existe un mercado ciertamente incipiente por lo tanto es necesario imprimir racionalidad confianza y estabilidad en las reglas de juego definidas por la autoridad competente.

Por otro lado la estrategia propuesta, está compuesta básicamente por seis líneas de acción.

- (1) Promoción del Uso de Gas Licuado de Petróleo (GLP).
- (2) Sincerar los precios de la prestación del servicio – prestación al menor costo [4.1.A].
- (3) Incentivar la participación privada en las operaciones de distribución y comercialización de GN.
- (4) Explorar e identificar las condiciones que permitan que el análisis de la viabilidad Técnica – Económica resulte favorable.
- (5) Fortalecer actividades de la autoridad ambiental.

[4.1.A] La estructuración específica del régimen tarifario, escapa del alcance del presente documento, los detalles sobre el mismo son materia de debate, el autor propone por las características del caso (Transportador natural Aguaytia Energy) no introducir ningún pago por prestación no cubierta por el distribuidor u cualquier Garantía de uso por Red de Ductos (GRDP) y por el contrario explorar (mediante Alianzas Publico Privadas) métodos novedosos que reduzcan considerablemente el Riesgo del negocio.

- (6) Innovación en los métodos de sensibilidad social por parte del sector privado para vincular a los ciudadanos en la defensa de la propiedad privada.

Para el caso el presente documento desarrolla con cierto detalle el punto (4). Los demás puntos de la estrategia propuesta están alejados de la orientación primigenia del documento y su desarrollo - a este nivel - es meramente enunciativo.

Además el presente capítulo está acompañado por un desarrollo financiero con cierto detalle, lo que fortalece el punto (4), particularmente en la cuantificación del beneficio a la sociedad al desarrollar nueva infraestructura para redes de distribución de GN.

Finalmente la estrategia propuesta es un marco de referencia para la formación de opinión y posterior toma de decisiones, de esta manera se plantearon como líneas de acción para invitar a una discusión más abierta.

#### **4.1 Identificación de Roles y Actores.**

A continuación se detallan los principales actores involucrados en la estrategia y los roles que estos debieran cumplir para permitir el desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución.

- (1) El Gobierno Nacional. – Promover el desarrollo de los estudios de mercado, técnicos, ambientales y económicos. Luego posterior a la etapa de estudios, el gobierno del Perú a través de PROINVERSION podrá iniciar la búsqueda de nuevas herramientas que permitan generar un ambiente razonable para el desarrollo de un mercado con una mayor base, esto último debe justificar específicamente los efectos sobre el bienestar social.

Algunas herramientas que la literatura [4.1], identifica como roles son:

- Minimizar los inconvenientes (burocráticos) no técnicos.
- Instrumentos efectivos y eficientes para alcanzar los objetivos obligaciones y metodología tributaria.
- Aprovechar la experiencia de Camisea y su distribución en Lima (GNLC).
- Identificar los posibles obstáculos de la prestación del servicio.
- Mejora de la calidad de vida.
- Mayor eficiencia en la interrelación de los roles públicos y privados.
- Fortalecer el proceso de descentralización.

(2) El Gobierno Regional.- Las actividades del Gobierno regional se centran fuertemente en dos etapas de tiempo: Antes de la Concesión del Servicio, Durante la Concesión del Servicio.

Antes de la Concesión del Servicio:

- Facilitar información a los interesados del proyecto.
- Liberar y agilizar información de responsabilidad regional.
- Convocar a los sector privado, para conjuntamente fomentar una “cultura del gas” y campañas de sensibilización social que permitan una mayor aceptación del producto.
- Incluir al gas natural como un factor energético de desarrollo en los planes regionales.

- De ser necesario contribuir en la ejecución de los estudios de mercado, técnicos y ambientales.

Durante la Concesión del Servicio.-

- Facilitar los permisos de pasos y construcción de la infraestructura.
- Suscribir convenios de cooperación con el concesionario de la distribución.
- Capacitar a sus funcionarios locales sobre el uso de gas en los sectores industrial, comercial y residencial.

(3) El Transportador. – La actividad de transporte en el caso expuesto mantiene características particulares, a diferencia de la extensión de ramales de gas natural a las regiones [4.1], en la cual la actividad del transportador es preponderante producto de su peso en la inversión económica del proyecto (recordar que se plantea una extensión de ramales a partir del gasoducto de camisea). En el caso expuesto, la actual operación del gasoducto local por parte de Aguaytia Energy S.R.L, **lo ubica como natural transportador de gas natural.**

Además por las características de la ingeniería básica, descritas en el Capítulo tercero, la inversión en infraestructura del transportador es verdaderamente limitada, esto se debe a que infraestructura ya construida – en el marco del desarrollo del proyecto energético Aguaytia - será plenamente utilizada, limitando la inversión de construcción en exclusivamente un ducto de  $\varnothing 4''$  por un largo estimado de 150 metros y algunos componentes adicionales con diseños que deben respetar una presión de distribución de cómo máximo 90.00 Bar.

De tal manera de considerar este tramo como un “**ramal de extensión**”, el cual es exclusiva responsabilidad del transportador tanto en construcción, operación y mantenimiento.

**Esta característica es una fortaleza de la viabilidad del proyecto.**

- (4) El Concesionario (Distribuidor - Comercialización).- El concesionario es el actor más relevante de este escenario. La concesión – se propone – debe comprender las actividades integradas de distribución y comercialización de GN, esta figura en mercados pequeños es favorable debido a que permite ahorrar en costos fijos [4.1].

El autor recomienda una concesión con cierta similitud a la usada actualmente en Lima y Callao para la prestación del servicio, pero resultaría altamente conveniente la existencia de operadores y sociedades diferentes a las actuales a efectos de brindar posibilidades de comparación (entre distribuidores) además permite enriquece la experiencia del regulador.

Para el caso se propone las siguientes obligaciones y derechos del concesionario.

De las obligaciones del concesionario:

- Cumplir las metas de expansión del servicio. Para el caso se propone:
  - (i) Suministro constante a los 10 usuarios iniciales a tarifa preferencial [4.2], durante los próximos 20 años.
  - (ii) Para mantener el escenario conservador (+) se propone que al quinto año el posible consumo estimado de los nuevos usuarios (clientes industriales tipo C o D) está ya

integrado a los márgenes de error en la estimación de proyección de Consumo original (10 unidades empresariales) de GN.

- (iii) En un plazo máximo de 5 años de la puesta en operación comercial del servicio deben presentar un plan de expansión que incluya la expansión del servicio a las localidades aledañas o en su defecto demostrar a conformidad de la autoridad competente la inviabilidad técnico – económica de dicha ampliación.
- (iv) Además el plan de expansión inicial contempla una penetración inicial de 10% de usuarios conectados en el sector residencial - comercial. Concluido al año 1 y posteriormente se propone dos escenarios:  
Escenario 1: Contempla aumento sostenido y constante de cuando menos el +5.2% durante 20 años (al año veinte debe haber 16 333 hogares con servicio) consecutivos.  
Escenario 2: Contemplar un total de 38% de penetración en los primeros 10 años.

- Operación y mantenimiento de la red según las normas y procedimientos nacionales o en ausencia de estos respetar los internacionales mandatarios.
- Retribución al regulador de acuerdo a las leyes aplicables.
- Empresa domiciliada en el Perú con un capital mínimo a fijar por los estudios.

#### Derechos del Concesionario:

- EL usufructo del servicio de distribución GN, de manera exclusiva para clientes: Industriales, residenciales – comerciales, GNV durante un plazo mínimo y prorrogable de 20 años.
- La concesión de distribución será otorgada en exclusividad en el área de concesión (Provincia Coronel Portillo, Distritos Calleria, Yarinacocha, Campo Verde, Masisea, Iparia, Nueva Requena) .
- Capacidad (con preferencia en puntuación) de participar en futuras concesiones.
- Sobre el régimen tarifario, se propone que se estructure [4.2] conforme al tipo de mercado a abastecer (sector Industrial, Sector Residencial-Comercial, Sector GNV, respectivamente), siguiendo el criterio de “**tarifa por demanda**” (más adelante se plantean los valores) además las futuras expansiones deben proceder preferentemente según la metodología “Roll In”.

[4.2] Las tarifas propuestas son construidas a partir de los dos únicos casos de distribución de GN en PERU (concesión Lima y Callao y concesión de gas natural en el distrito de pariñas), los valores se incluyen mas adelante como supuestos del ejercicio de análisis económico.

Por otro lado en virtud de los bajos niveles de ingreso de la región (en promedio una fracción que la de Lima) y la consecuente dificultad para acceder al crédito en condiciones de costo razonable se hace necesario incluir tres líneas de acción.

**Primero:** Incluir los costos de la acometida en la tarifa; **Segundo:** El financiamiento de las instalaciones internas en el sector industrial (exclusivamente para las 10 unidades empresariales iniciales) y en el sector residencial – comercial (de manera exclusiva) deben ser incluidas en la tarifa. **Tercero:** Introducir una tasa y plazo (a 20 años) preferencial para el financiamiento de las conexiones.

Por otro lado se debe tener particular atención que las tarifas son sensibles a las de los energéticos actuales, por ejemplo en el sector industrial el uso difundido de la leña lo coloca como su principal escollo. Bajo esa orientación la tarifa en el sector industrial debe ser considerablemente menor para permitir la viabilidad del proyecto.

En adelante de manera “virtual” y para permitir el análisis del beneficio económico de la región (ver grafico 401) y posteriormente para desarrollar la metodología contemplada en la Norma OSCD N° 263. Se plantea el supuesto de la existencia de un concesionario con los derechos y responsabilidades ya descritas en el presente capítulo, con personería jurídica inscrita en registros públicos con denominación GAS NATURAL DE LA SELVA S.R.L (GNLS).

- (5) Los Consumidores iniciales. – a partir de la Base del estudio de Mercado se planten tres sectores.

**Sector industrial.** – Principales consumidores y quienes generan las bases de mercado para la provisión del servicio, son inicialmente 10 unidades empresariales, además por lo limitado del mercado industrial de Pucallpa y con la consideración del único escenario conservador (+), se admite dentro de los supuestos que el consumo estimado se orienta manteniendo una tendencia secular positiva y proporcional al PBI estimado en +5.0%

**Sector Comercial - Residencial.-** El sector residencial resulta ser el menos rentable económicamente, como se demuestra más adelante. Esto resulta ser una constante en gran parte de la industria del gas natural, además los estudios [4.1] demuestran que en gran parte de las regiones (fuera de Lima) el poder adquisitivo de la población es una fracción de la de Lima por lo cual es natural encontrar un fuerte obstáculo (económico) en la ampliación de este sector por otro lado debido a la importante capacidad para justificar la ampliación del servicio en general lleva a considerar la prestación del servicio a este sector mediante algún tipo de **subsidio** (preferiblemente el cruzado) .

Del estudio de mercado se plantea una meta inicial de 10% de viviendas al primer año (6234 usuarios) y un crecimiento constante durante los próximos 20 años de +5.2%, concluyendo en (16 333 viviendas). De manera similar en el sector comercial la meta inicial es la conexión de 1500 usuarios y un crecimiento constante durante los próximos 20 años de +5.2%.

**Sector Gas Natural vehicular (GNV).**- Al respecto en la ciudad de Pucallpa se inauguro [4.3] un gaseo centro de GLP para atender la creciente demanda vehicular de este energético, lo que permite sostener la ubicación de un mercado que esta dispuesto a migrar de los energéticos regulares (combustibles líquidos diesel, gasolina) sostenidamente.

Por otro lado los estudios similares [4.3A] demuestran que para viabilizar la construcción de un gaseo centro (GNV) se debe contar cuando menos con unas 1000 unidades a atender. Debido que los diversos actores confluyan para dirigir sus esfuerzos a realizar esta meta. El presente documento en el Estudio de Mercado (Capítulo 3) estima una conversión del 15% del actual parque automotor (915 usuarios) y a partir del año 2 se sostendrá un crecimiento de +5.67% constante por un plazo de 20 años.

(6) Los Consumidores finales.- El rol de los consumidores finales (en general) está situado en dos etapas de tiempo:

Antes de la Concesión.- Promover el debate de los beneficios del desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de GN. A partir de los estudios realizados de ingeniería, ambiental, etc. Comportarse activamente (mediante convenios con ONG, Campañas de sensibilización) en la promoción y la defensa de la inversión privada, mediante innovación en los vínculos entre la población y el sector privado (APP).

El caso expuesto involucra en particular a las empresa Cervecería San Juan, Empresa Ladrillera Arceo y la empresa ladrillera Ucayali, por ser aquellos los mayores demandantes de energéticos, los funcionarios de la empresa Cervecera San Juan manifestaron que la nueva orientación de operaciones que propone la casa matriz (La inglesa SAB MILLER), de énfasis particular en cuidado del ambiente, lo cual podría convertirse en un fuerte apalancamiento para la realización del proyecto.

[4.3] Ver nota de prensa del ministerio de energía del 19 de Marzo del 2006.

<http://www.minem.gob.pe/common/prensa/data/notihoy1742.pdf>

[4.3A] Extensión de Ramales de Gas Natural al interior del Peru, Estimacion de Demanda preparada por R Garcia Consultores – Intec ARCAN Eng. Set 2004 /

Durante la concesión.- Fomentar la formación de cuadros (en universidades, instituciones gubernamentales) que permitan enfrentar con éxito a las objeciones de las futuras ampliaciones de la cobertura energética, o que permitan evaluar las metas que no fueran ejecutadas por el concesionario o evitar potenciales triquiñuelas en el contrato marco en perjuicio de los usuarios y de los intereses de la Región.

## **4.2 Análisis Financiero.**

4.2.1 Desarrollo Financiero.- El desarrollo financiero esta fundamentado en la evaluación de los costos totales necesarios para el abastecimiento y provisión del servicio, para lo cual se hace generalmente referencia a costos provistos de los "bechmarks" internacional para proyectos similares y además por otras obras de similares características ya ejecutadas en el Perú.

De está manera se identifica tres costos:

**COSTO1.-** Costos "exogenos", construcción de la troncal, costo del gas desde "boca de pozo" y transporte hasta el distribuidor.

**COSTO2.-** Costos de la tarifa de uso (del servicio) hacia el usuario, Costo de Inversión en ingeniería y construcción (CAPEX), Costos de O&M en la infraestructura de distribución y costos de administración y comercialización y otros costos (OPEX)

**COSTO3.-** Costo de la Instalación Interna por parte del usuario.

Las consideraciones expuestas sobre el desarrollo de la ruta (Capítulo 3, ítem 3.2.2), tiene una influencia directa sobre los costos de ejecución del proyecto particularmente sobre el costos<sup>2</sup>. En general el trazado evaluado es realizado sobre un recorrido vial, en la práctica los afectados son mínimos y se hace uso extenso de terrenos identificados como propiedad de la municipalidad o siguiendo derechos de vía de caminos.

A continuación se detallan, determinan y cuantifican los valores de cada costo.

**COSTO1.-** Este costo esta asociado a las actividades del transportador, de tal manera que cubra el costo de sus operaciones además de las obras de ingeniería necesaria para la ampliación del servicio (para el caso mínimas). Por otro lado además del costo de explotación y el transporte. Para el Caso expuesto actualmente la explotación y el transporte es ya ejecutado por Aguaytia Energy S.R.L en el marco del Proyecto energético Aguaytia.

El autor considera, por la información provista por la empresa y de las visitas de campo a la planta de fraccionamiento, que la inversión en transporte y explotación también es muy reducido y se afectaría en mínimo las condiciones de operación actuales. Además hasta la fecha los funcionarios de la empresa Aguaytia Energy S.R.L muestran interés en viabilizar la distribución de GN a la zona industrial de Pucallpa.

No obstante si el transportador natural del proyecto, mantuviese serios cuestionamientos a las premisas expuestas, el autor propone solicitar la prestación de servicios de consultores calificados que permitan dilucidar los hechos a favor de la ejecución del proyecto en términos económicamente razonables para todos los actores.

De esta manera se propone un costo de venta de GN del transportista al concesionario de la distribución, variable entre **[1,50 – 1,85] US\$/MMBTU**, para favorecer al análisis comparativo.

## **COSTO2.-**

CAPEX: Costos provenientes de la Ingeniería, de los materiales de la construcción y de la construcción misma de la Obra. El Cuadro 401, detalla los ítems. Además se adicionan sobre estimaciones según:

- Seguros de Obra (1% del CAPEX).
- Gastos de EIA (10 000,00 US\$/Km).
- Contingencias (5% sobre CAPEX).
- Costos de Permisos (3000,00 US\$/Km).
- Costo estimado para cubrir el sector residencial - comercial.

Detallado según **“Otras inversiones\_ Ampliación de Cobertura”**.

Año 1 (ERP + 6 km. de tuberías HPDE ø1/2 - 1")	1.3 MMUS\$
Resto de Años	1.5 MMUS\$

OPEX: Los valores cargados al OPEX están inscritos, a los costos de Operación y mantenimiento, además de los costos de salario del personal administrativos y otros gastos menores, por la magnitud del Obra esto se asume una fracción del proyecto (estimado 10% constante durante los 20 años de análisis) la cual se puede ver en el cuadro 402.

Además el concesionario G.N.L.S provee el servicio a los usuarios según el criterio de “tarifa por demanda”, por otro lado se debe tener consideración de que los costos en el sector industrial deben tener características de “promocionales” para permitir una migración (impostergable) de las 10 unidades empresariales señaladas.

Se propone para el desarrollo del ejercicio financiero, el siguiente régimen tarifario:

(i) Sector Industrial	4.0 US\$/MMBTU
(ii) Sector Comercial – Residencial	5.5 US\$/MMBTU
(iii) Sector GNV	4.2 US\$/MMBTU

### **COSTO 3.-** Los costos de la Instalación Interna.

Costos asociados a la Instalación interna de las 10 unidades empresariales, para la operación - adecuación de sus equipos al suministro de GN.

El cuadro N° 400, se encarga de detallar un estimado de la inversión en instalaciones internas y adecuación de los equipos térmicos a GN.

Los Costos Asociados a la instalación interna y equipos del sector residencial - comercial, se proponen trasladarlos al cliente final y mediante algún mecanismo financiero estos costos sean financiados en la tarifa y/o por algún tipo de subsidio cruzado.

Costos Asociados a la Instalación Interna de Equipos del sector GNV, se considera fondos extra – proyectos, son cubiertos por el inversionista del Gasocentro (Se estima la inversión en una estación de GNV con cuatro islas en 1,8 MMUS\$) y no ingresa en el análisis financiero (para el

calculo del beneficio a la sociedad se estima el costo de conversión en 1200,00 US\$).

Además el Cuadro 402 (cuadro supuesto), detallan los supuestos por sector que se contemplan antes de realizar el ejercicio de análisis económico.

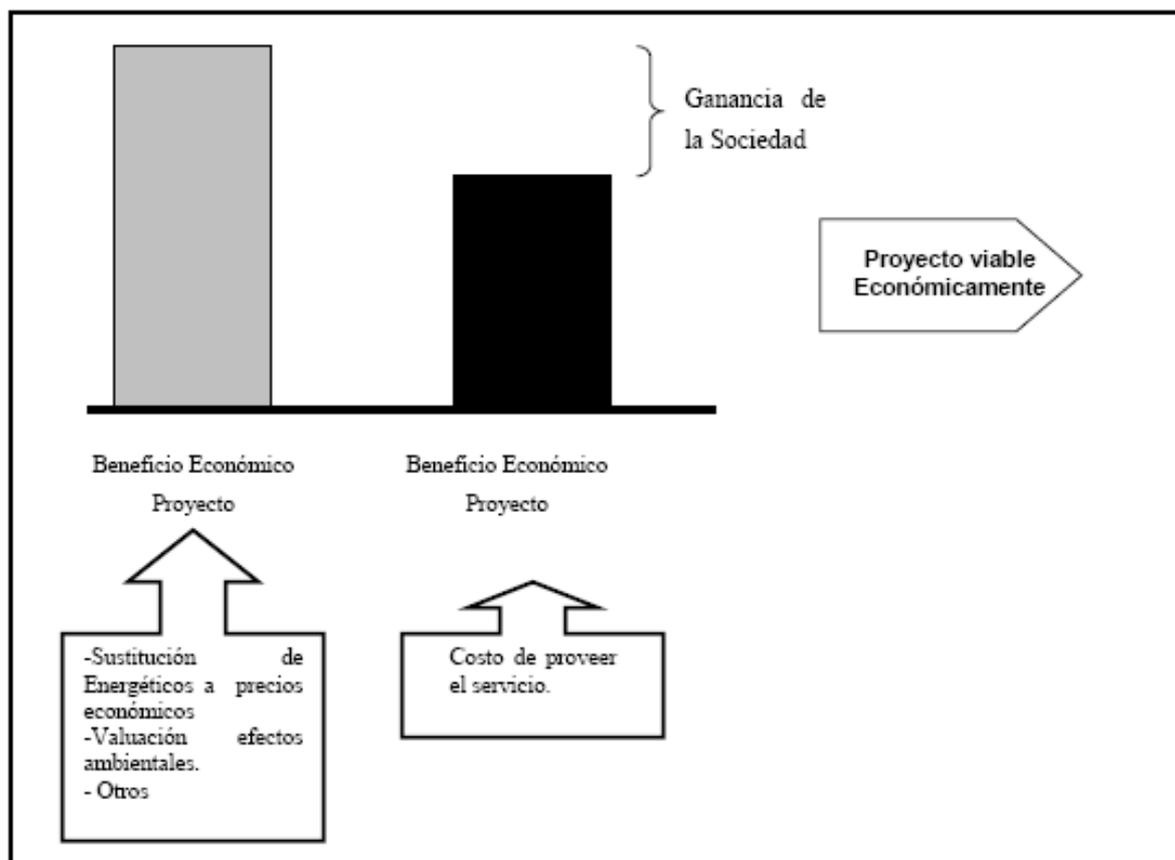
#### 4.2.2 Análisis Costo Beneficio VAN / TIR.

El objeto del análisis financiero es explorar la sustentabilidad económica (para el concesionario) del Proyecto de provisión de gas. Lo que significa que la prestación del servicio deberá tener un ingreso o tarifa de tal manera que permitan recuperar todos los costos financieros, los costos incurridos en el CAPEX y en el OPEX más los exógenos (compra del gas) del concesionario además deberá permitir una retribución RAZONABLE, de esta manera se señala los indicadores Valor Actual Neto (VAN a 12%) y la Tasa Interna de Retorno como dos indicadores validos que nos permiten emitir opinión sobre el devenir económico del proyecto.

***EL PRESENTE DOCUMENTO NO EXPLORA EN ADELANTE, SI POR RAZONES DIVERSAS (INTERES REGIONAL, POLITICA ESTATAL, ESTRATEGIA DE DESARROLLO NACIONAL, ETC) EL RESPONSABLE DE LA REGULACION TARIFARIA DECIDIESE IMPONER UNA TARIFA MAS BAJA AL (A UNO O MAS SECTORES PARTICULARES) DEL COSTO PROPUESTO DE LA PRESTACION DEL SERVICIO, ENTONCES DEBERA EXISTIR FONDOS NO GENERADOS POR EL MISMO PROYECTO - FONDOS EXTRAPROYECTOS, PROVENIENTES POR EJEMPLO DEL CANON GASIFERO, COMPESACIONES POR DERECHOS EN PROCESOS DE RETIRO DE EXONERACIONES TRIBUTARIAS, ETC - PARA HACER SUSTENTABLE LA PRESTACION DEL SERVICIO EN TERMINOS FINANCIEROS.***

Por otro lado también la evaluación económica supone comparar los beneficios y los costos económicos generados por el proyecto de provisión de gas. El beneficio esta representado por el valor económico de los energéticos a sustituir por los diversos sectores (Canasta energética regular - los cuales se seguirían usando de no existir la provisión de GN), el presente documento **desestima** por el momento la ventaja ambiental (en valor económico) de la sustitución y la posible emisión de bonos de carbono. El beneficio se estima, calculando el valor actualizado de las demandas de los energéticos a sustituir (en dos escenarios conservador positivo y conservador cero) en el periodo del proyecto (20 años) multiplicados por los precios económicos actuales, luego esta es comparada con el valor económico de los costos de la provisión del nuevo servicio expresados en valor actual, en la valorización de los **beneficios económicos netos**, como es usual, no se incluye ninguna clase de impuestos u otras transferencias entre sectores de la economía.

**Grafico 401, El objeto del análisis económico la ganancia de la sociedad**



Fuente: Extensión de Ramales de GAS natural al interior del Peru - Abril 2006 – Banco Mundial - Washington DC  
ESMAP Pág. 158 - Pág. 99

Finalmente el objeto de los cuadros posteriores es poder cuantificar y analizar la tendencia del beneficio a la sociedad producto de la provisión del servicio de GN. Para efectos de comparación se generan dos escenarios el de conservador positivo y el del conservador cero, es necesario señalar que en ambos casos a criterio del autor apoyado de la experiencia internacional de manera intencional en ambos escenarios se fue rigurosamente conservador con el objeto de poder extraer sólidas conclusiones

**Cuadro N° 400, Detalle de estimación de la inversión en Instalaciones Internas (inversión redes internas de GN, otras inversiones conexas y renovación – adecuación de equipos térmicos)**

N°	EMPRESA	ACTIVIDAD	EQUIPOS UTILIZADOS	COMBUSTIBLE UTILIZADO	COSTOS ESTIMADO EQUIPOS TERMICOS (FLOWSITEC)	COSTOS ESTIMADOS DE INSTALACION US\$	ERM	COSTOS ESTIMADOS DE INSTALACION US\$
1	CERVECERIA SAN JUAN S.A.A.	FABRICACION DE CERVEZA	02 CALDERAS	RESIDUAL-6	150.000,00	60.000,00	42.400,00	252.400,00
2	MADERAS PERUANAS S.A.	TRANSFORMACION DE MADERA	01 CALDERA	LEÑA	20.000,00	50.000,00	18.800,00	88.800,00
3	SEM SELVA GRANOS	PROCESADORA DE GRANOS	08 SECADORES	GLP	0,00	20.000,00	18.800,00	38.800,00
4	GEA	TRANSFORMACION DE MADERA	02 CALDERAS	LEÑA	60.000,00	50.000,00	18.800,00	128.800,00
5	GALPESA	FAB. DE LAMINAS GALVANIZADAS	02 QUEM. 01 CALDERA	DIESEL 2	27.000,00	35.000,00	18.800,00	80.800,00
6	LADRILLERA UCAYALI	FABRICA DE LADRILLOS	04 HORNOS TIPO TUNEL	LEÑA	26.000,00	45.000,00	42.400,00	113.400,00
7	INDUSTRIAL UCAYALI	FABRICA DE TRIPLAY	03 CALDERAS 01 CALDERA LECHO FLUIZAD	LEÑA / ASERRIN	60.000,00	42.000,00	20.500,00	122.500,00
8	MAILSAC	TRANSFORMADORA DE MADERA	01 CALERA PIRO 01 CALDERA ACUATUBULAR	LEÑA	36.000,00	33.000,00	20.500,00	89.500,00
9	LADRILLERA ARCEO	FABRICA DE LADRILLOS	03 HORNO TIPO TUNEL	LEÑA	81.000,00	55.000,00	42.400,00	178.400,00
10	CIMPASA	BEBIDAS GASEOSAS	01 CALDERA PIROTUBULAR	DIESEL 2	18.000,00	18.000,00	18.800,00	54.800,00
								<b>1.148.200,00</b>

(\*) EL CONSUMO DE ASERRIN ESTA INCLUIDO  
 (\*\*) DÓLAR = 3,20 SOLES

**Cuadro N° 401, Detalle de estimación de la inversión en nueva infraestructura – Caso Pucallpa PERU**

<b>ESTIMACION DE LA INVERSION EN INFRAESTRUCTURA DE REDES DE DISTRIBUCION DE GN</b>					
<b>ITEM</b>	<b>DESCRIPCION</b>	<b>UNIDAD</b>	<b>CANTIDAD</b>	<b>PRECIO UNITARIO US\$</b>	<b>MONTO TOTAL</b>
<b>I</b>	<b>INGENIERIA Y ADMINISTRACION</b>				<b>428.859,20</b>
1.01	Global Ingeniería y Administracion	m.	12.253,12	35,00	428.859,20
<b>II</b>	<b>INSTALACION DE GASODUCTO Y VALVULAS</b>				<b>5.728.861,22</b>
2.01	Suministro e Instalacion de Gasoducto DN 8" A53 Gr B SCH40	m.	8.629,50	525,00	4.530.487,50
2.02	Suministro e Instalacion de Gasoducto DN 6" A53 Gr B SCH40	m.	0,00	446,25	0,00
2.03	Suministro e Instalacion de Gasoducto DN 4" A53 Gr B SCH40	m.	2.724,81	350,00	953.683,50
2.04	Suministro e Instalacion de Gasoducto DN 3" A53 Gr B SCH40	m.	596,10	262,50	156.476,25
2.05	Suministro e Instalacion de Gasoducto DN 2" A53 Gr B SCH40	m.	302,71	175,00	52.974,25
2.06	Suministro e Instalacion de Valvula bola DN 8" ANSI 150	unid.	3,00	1.980,26	5.940,77
2.07	Suministro e Instalacion de Valvula bola DN 4" ANSI 150	unid.	3,00	770,93	2.312,79
2.08	Suministro e Instalacion de Valvula bola DN 3" ANSI 150	unid.	2,00	518,58	1.037,16
2.09	Suministro e Instalacion de Valvula bola DN 2" ANSI 150	unid.	5,00	289,80	1.449,00
2.11	Suministro e instalacion de Triducto, cajas de paso, accesorios varios	Glb.	1,00	24.500,00	24.500,00
<b>III</b>	<b>PRUEBAS - LIMPIEZA SECADO</b>				<b>17.850,00</b>
3.01	Suministro para pruebas de limpieza y secado	dia.	17,00	400,00	6.800,00
3.02	Operaciones de limpieza	dia.	10,00	250,00	2.500,00
3.03	Operaciones de Secado	dia.	15,00	250,00	3.750,00
3.04	Suministro y operación Prueba de Resistencia	dia.	10,00	480,00	4.800,00
<b>IV</b>	<b>SISTEMA ESTACION DE REGULACION PRINCIPAL</b>				<b>140.000,00</b>
4.01	Suministro, instalacion y puesta en marcha Odorizador.	Glb.	1,00	16.500,00	16.500,00
4.02	Suministro, instalacion y puesta en marcha precalentador.	Glb.	1,00	13.500,00	13.500,00
4.03	Suministro, instalacion y puesta en marcha E.R.M.P.S.	Glb.	1,00	110.000,00	110.000,00
<b>V</b>	<b>MOVILIZACIONES_OTRAS OBRAS CIVILES</b>				<b>572.886,12</b>
5.01	Movilizacion _otras obras Civiles (estimado 10%).	Glb.	1,00	572.886,12	572.886,12
<b>VI</b>	<b>PUESTA EN MARCHA GASODUCTO</b>				<b>6.000,00</b>
6.01	Comisionado	dia	6,00	1.000,00	6.000,00
<b>VII</b>	<b>UTILIDAD</b>				<b>687.463,35</b>
7.01	Utilidad (estimada 12%)	Glb.	1,00	687.463,35	687.463,35
<b>SUB TOTAL_ CAPEX_DIRECTOS</b>					<b>7.581.919,89</b>
<b>VIII</b>	<b>OTROS GASTOS_ INDIRECTOS</b>				
	Seguros de Obra (1% de CAPEX)	Glb.	1,00	75.819,20	75.819,20
	Gastos EIA (10 000,00 US\$/Km)	Glb.	12,25	10.000,00	122.531,20
	Contingencias (5% sobre CAPEX)	Glb.	1,00	379.095,99	379.095,99
	Costos de Permiso (30 000,00 US\$/Km)	Km.	12,25	30.000,00	367.593,60
<b>OTROS GASTOS_INDIRECTOS</b>					<b>945.039,99</b>
<b>TOTAL_ CAPEX</b>				<b>US\$</b>	<b>8.526.959,89</b>

**Cuadro N° 402, Supuestos para la estimación de Inversión en infraestructura de redes de distribución de GN**

CUADRO 402 @SUPUESTOS PARA ESTIMACION DE INVERSION EN INFRAESTRUCTURA DE REDES DE DISTRIBUCION DE GN				
SUP.	DESCRIPCION	CONSERV. POSITIVO	CONSERV. CERO	OBSERVACIONES
<b>I</b>	<b>SECTOR INDUSTRIAL</b>			
1.01	Se considera valida una relacion secular entre el aumento del %PBI regional y el consumo de combustibles. Se considera tambien un crecimiento en el consumo de energeticos de +5,0% constante durante los proximos 20 años	X		
1.02	Se considera que todas las 10 unidades empresariales iniciales son atendidas durante 20 años	X	X	
1.03	Se considera que el diseño, e instalacion de las redes internas y los equipos termicos son facultad del usuario, para efectos comparativos se desestima la intervencion de GNLS.	X	X	
1.04	Se considera que de existir, posteriormente, unidades empresariales que se deseen ser provistas del (en merito al reducido mercado potencial futuro) servicio estas demandas estan ya integradas a los margenes en las estimaciones del escenario conservador positivo	X		
1.05	Se considera que no existe ningun aumento en la canasta de combustibles, de tal manera que los consumos e mantienenen identicos a los del ejercicio del año 1, durante los proximos 20 años		X	
1.06	Para efectos de cuantificar el beneficio en el sector Industrial asume le 85% del CAPEX del proyecto	X	X	
1.07	El OPEX anual = 10% del CAPEX	X	X	
1.08	Se denomina costo vegetativo a 20 años, al gasto incurrido por los sectores en mantener (según el escenario) su canasta energetica a precios actuales durante 20 años	X	X	
<b>II</b>	<b>SECTOR COMERCIAL - RESIDENCIAL</b>			
2.01	Se considera valido un crecimiento de este sector de 5,2% por año (respecto al anterior), sostenido durante los proximos 20 años (hasta concluir cuando menos la prestacion efectiva a 18135 viviendas)	X		
2.02	Dentro de las metas iniciales contempla, el suministro efectivo del servicio de 6234 viviendas y 1499 comercios a ejecutarse concluido el año 1 de ejercicio de GNLS	X	X	
2.03	La instalacion interna es exclusividad de GNLS y el costo esta incluido dentro de la tarifa de consumo	X	X	
2.04	Se valoriza en US\$ 300,00 la instalacion interna (medidor, red de tuberías, adecuacion de cocina GLP/GN) por vivienda tanto en el sector comercial como residencial	X	X	
2.05	Se considera que no existe ningun aumento de consumo. No existe ademas nuevas prestaciones efectivas manteniendo constante durante lo proximos 20 años los consumos del año 1		X	
2.06	Para efectos de cuantificar el beneficio en el sector Comercial- residencial asume el 15% del CAPEX total del Proyecto, ademas tambien asume los costos de la ampliacion en el servicio (Total 2,8 MMUS\$)	X	X	
2.07	Para efectos de cuantificar el beneficio el OPEX anual = el 10% de los costos de ampliacion del servicio (2,8 MMUS\$). En 20 años es de 2 * 2,8 MMUS\$	X	X	
<b>III</b>	<b>SECTOR VEHICULAR - GNV</b>			
3.01	Se considera que el primer año la existencia de 915 autos convertidos (usuarios), a partir del año 2 existe un crecimiento de la demanda del orden del 5,67% constante durante los proximos 20 años	X		
3.02	Se considera que los inversionistas independientes son responsables de la construccion y puesta en servicio de los gasocentros.	X	X	
3.03	Se considera que el consumo del primer año se mantiene constante durante lo proximos 20 años		X	
3.04	Por las características del sector y las consideraciones de la ruta ( aprovechando el derecho de via de la carretera) las acometidas de los gasocentros se convierten en una reducida inversion	X	X	
3.05	Ademas por la dimension del mercado se supone la existencia de maximo 2 o 3 Gasocentros, en cualquier caso, preferentemente a cercanias del ducto	X		
3.06	Se Propone un CAPEX Y OPEX totalizado en 1,42 MMUS\$ durante la vigencia del proyecto.	X	X	

Detalle del Beneficio Económico por sectores.

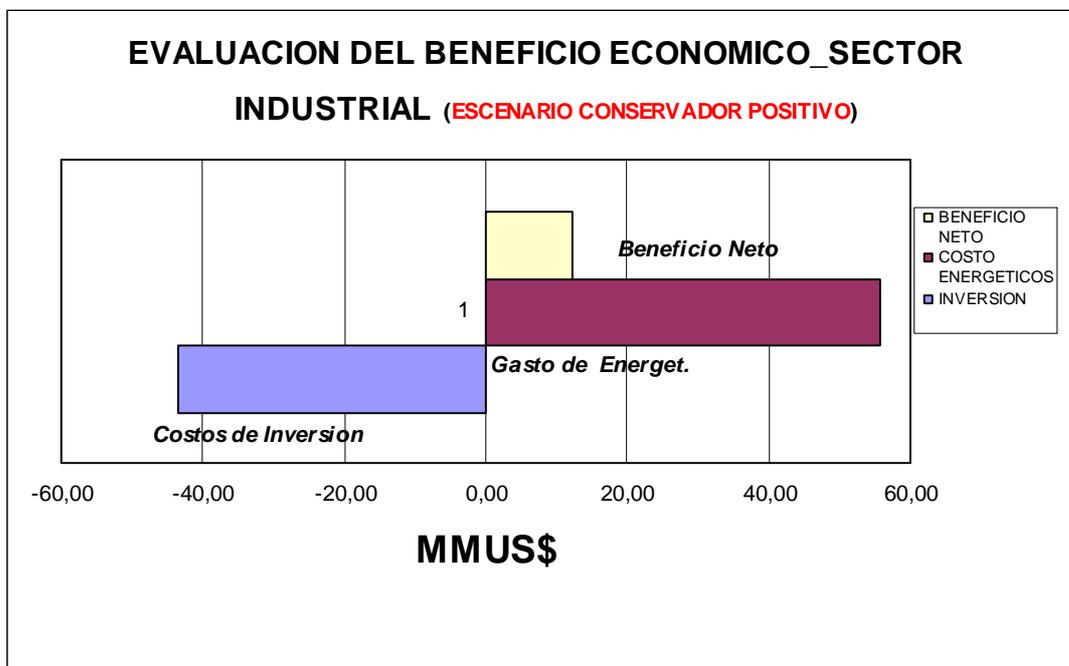
C+ = Conservador Positivo, C0 = Conservador Cero

**Cuadro 403 – A. Resumen de Inversiones en el sector Industrial a valor presente neto (12%). Periodo 20 años.**

<b>SECTOR INDUSTRIAL _ A 20 AÑOS</b>		<b>C+</b>	<b>C0</b>
<b>CAPEX + OPEX TOTAL</b>	<b>MMUS\$</b>	12,66	12,66
<b>INST. INTERNAS</b>	<b>MMUS\$</b>	1,23	1,23
<b>COMPRA DE GAS</b>	<b>MMUS\$</b>	29,76	21,46
		<b>43,65</b>	35,35
<b>C. VEGETATIVO ENERG. PRECIOS ACT. A 20 AÑOS</b>			
	<b>MMUS\$</b>	<b>55,78</b>	40,23
<b>BENEFICIO A LA SOCIEDAD _ A 20 AÑOS</b>			
<b>INVERSION</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>-43,65</b>	-35,35
<b>COSTO VEGETATIVO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>55,78</b>	40,23
<b>BENEFICIO NETO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>12,13</b>	4,88

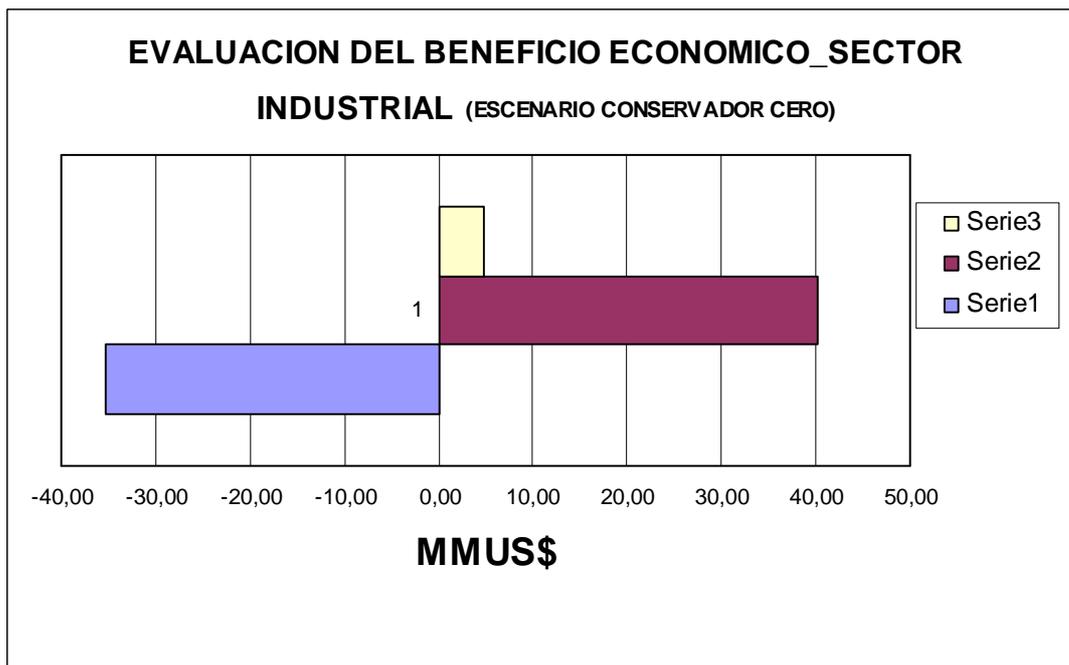
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 403 – B. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector Industrial. Escenario Conservador Positivo. Periodo 20 años**



Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 403 – C. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector Industrial. Escenario Conservador Cero. Periodo 20 años**



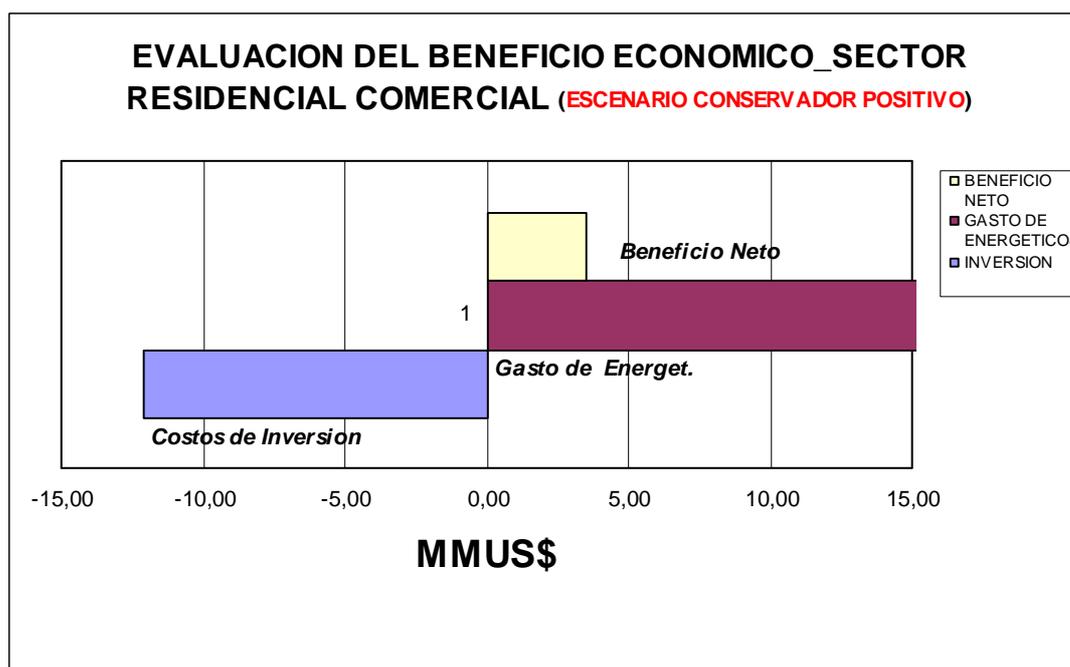
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 404 – A. Resumen de Inversiones en el sector Residencial Comercial a valor presente neto (12%). Periodo 20 años**

<b>SECTOR RESD-COM. _ A 20 AÑOS</b>		<b>C+</b>	<b>C0</b>
<b>CAPEX + OPEX TOTAL</b>	<b>MMUS\$</b>	5,03	5,03
<b>INST. INTERNAS</b>	<b>MMUS\$</b>	3,17	2,07
<b>COMPRA DE GAS</b>	<b>MMUS\$</b>	3,91	3,02
		<b>12,12</b>	10,12
<b>C. VEGETATIVO ENER. PRECIOS ACT. A 20 AÑOS</b>			
	<b>MMUS\$</b>	<b>15,62</b>	11,11
<b>BENEFICIO A LA SOCIEDAD _ A 20 AÑOS</b>			
<b>INVERSION P/ PROVISION</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>-12,12</b>	-10,12
<b>COSTO VEGETATIVO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>15,62</b>	11,11
<b>BENEFICIO NETO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>3,50</b>	0,99

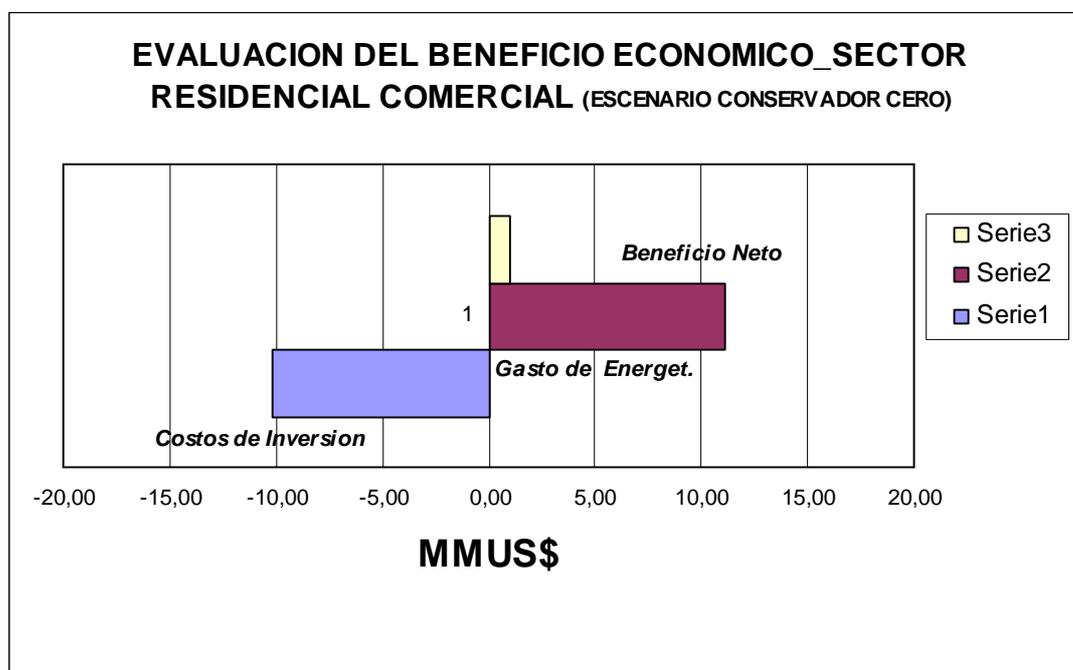
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 404 – B. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector Residencial Comercial. Escenario Conservador Positivo. Periodo 20 años**



Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 404 – C. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector Residencial Comercial. Escenario conservador cero. Periodo 20 años**



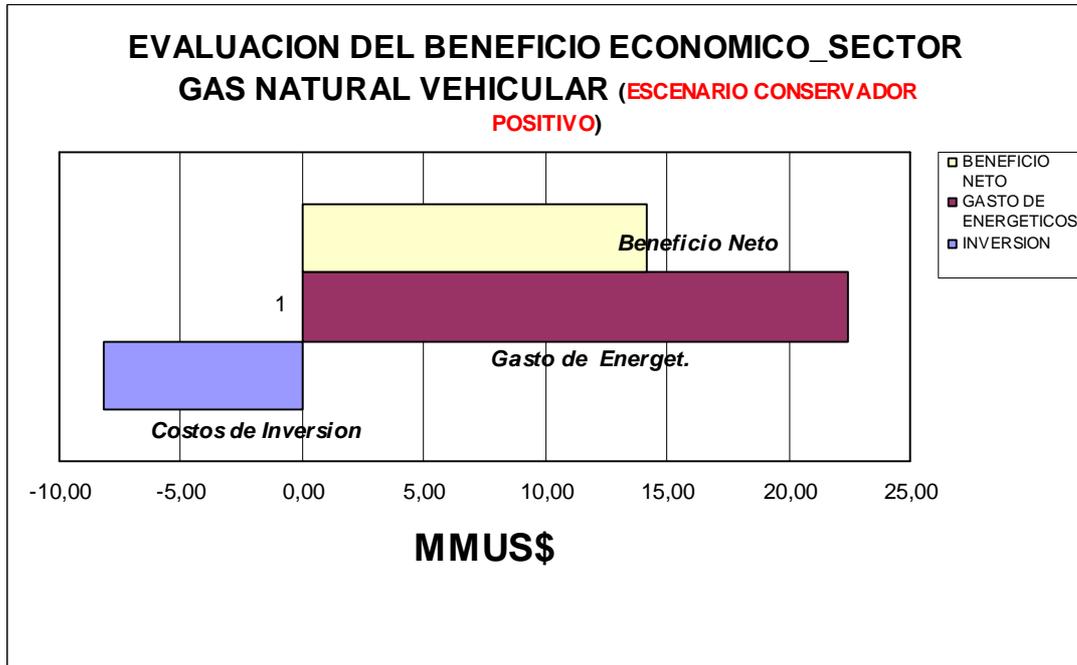
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 405 – A. Resumen de Inversiones en el sector GNV a valor presente neto (12%). Periodo 20 años**

<b>SECTOR GNV _ A 20 AÑOS</b>		<b>C+</b>	<b>C0</b>
<b>CAPEX + OPEX TOTAL</b>	<b>MMUS\$</b>	1,49	1,49
<b>INST. INTERNAS</b>	<b>MMUS\$</b>	3,37	2,78
<b>COMPRA DE GAS</b>	<b>MMUS\$</b>	3,36	2,31
		<b>8,21</b>	<b>6,58</b>
<b>C. VEGETATIVO ENER. PRECIOS ACT. A 20 AÑOS</b>			
	<b>MMUS\$</b>	<b>22,40</b>	15,40
<b>BENEFICIO A LA SOCIEDAD _ A 20 AÑOS</b>			
<b>INVERSION P/. PROVISION</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>-8,21</b>	-6,58
<b>COSTO VEGETATIVO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>22,40</b>	15,40
<b>BENEFICIO NETO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>14,19</b>	8,82

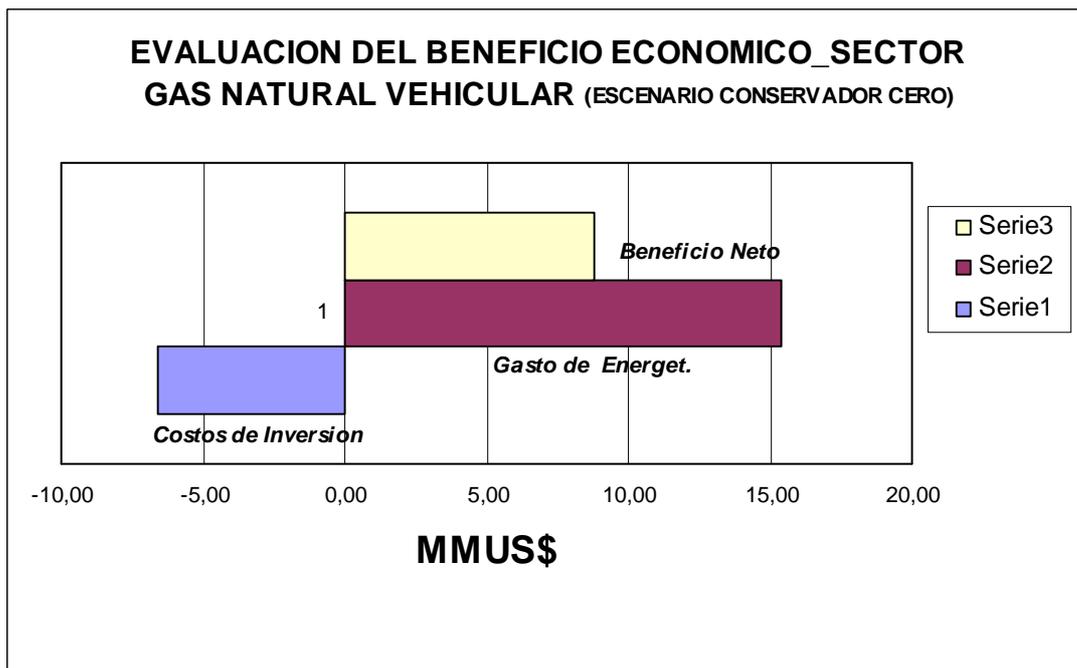
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 405 – B. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector GNV. Escenario Conservador Positivo. Periodo 20 años**



Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 405 – C. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ sector GNV. Escenario Conservador cero. Periodo 20 años**



Fuente: Elaboración Propia

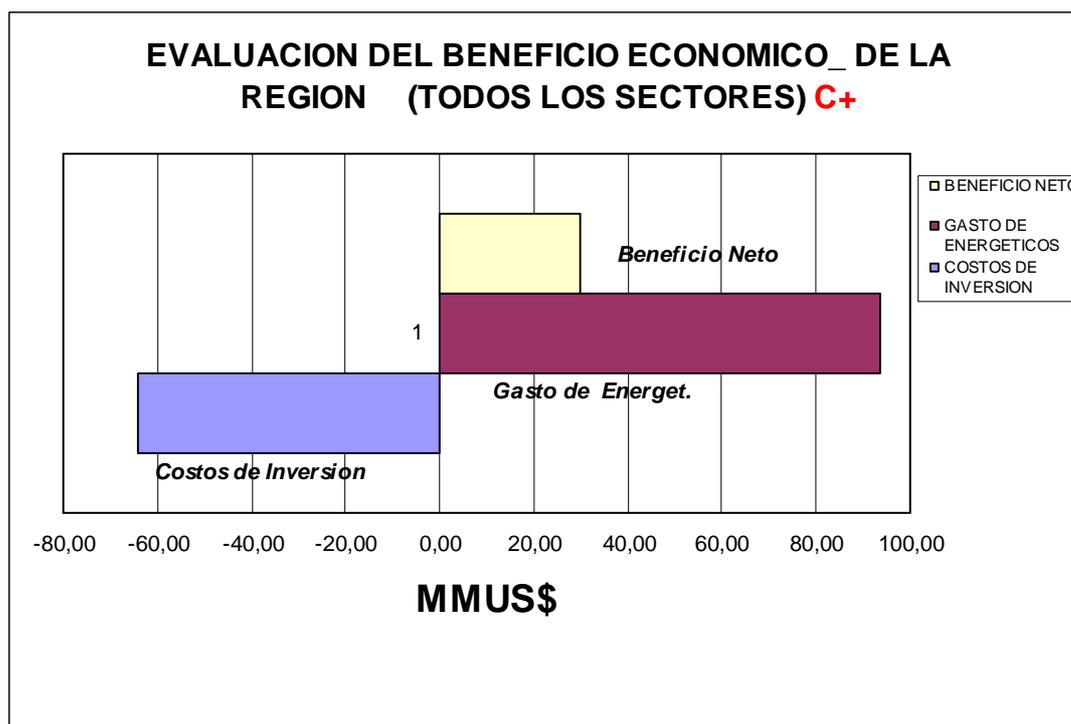
Resumen Evaluación del COSTO / BENEFICIO Todos los sectores.

**Cuadro 406 – A. Resumen de Inversiones en todos los sectores a valor presente neto (12%). Periodo 20 años**

<b>CUADRO RESUMEN _ TODOS LOS SECTORES</b>			
<b>BENEFICIO A LA SOCIEDAD _ TODOS SECT. A 20 AÑOS</b>			
		<b>C+</b>	<b>C0</b>
<b>INVERSION P/. PROVISION</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>-63,98</b>	-52,05
<b>COSTO VEGETATIVO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>93,80</b>	66,74
<b>AHORRO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>29,82</b>	14,69

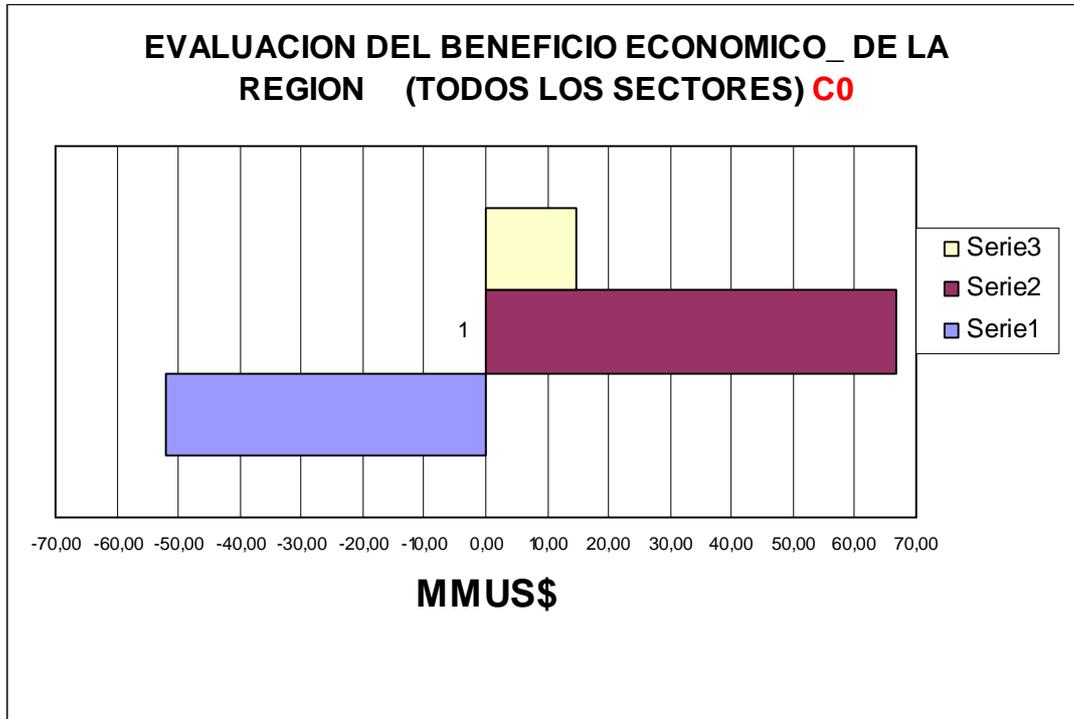
Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 406 – B. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_ Todos los Sectores. Escenario Conservador Positivo. Periodo 20 años**



Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro 406 – C. Evaluación del Beneficio Económico para la sociedad \_  
Todos los Sectores. Escenario Conservador cero. Periodo 20 años**



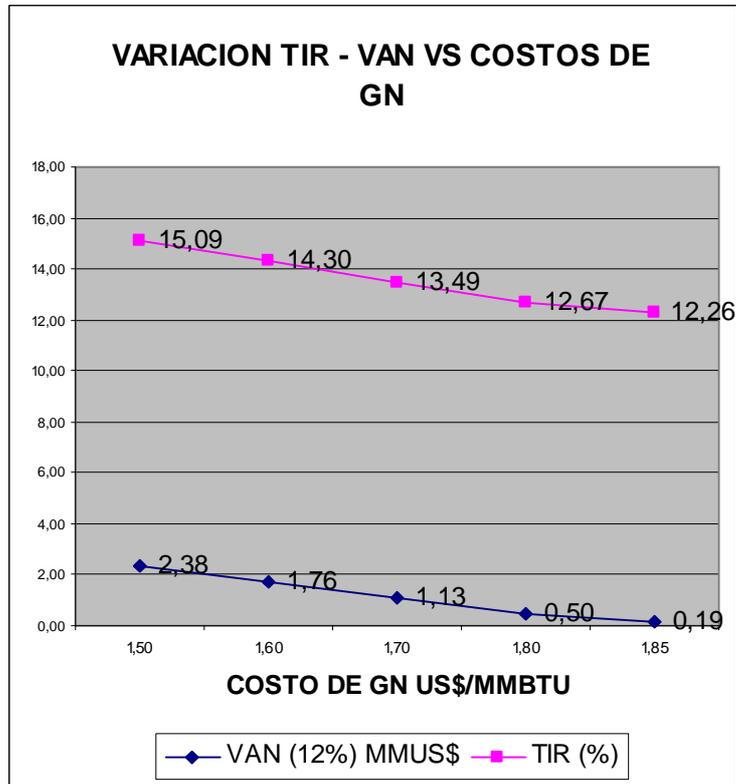
Fuente: Elaboración Propia



***Cuadro N° 407, Evaluación económica, desarrollo de nueva infraestructura en redes de distribución de gas natural.***



**Cuadro Nº 408, Variación del TIR y del VAN a costo de venta de gas del transportador al distribuidor variable de 1,50 a 1,85 US\$/MMBTU**



Fuente: Elaboración Propia

### 4.3 Desarrollo de la Viabilidad Técnico Económica.

Según la Metodología contemplada en la norma “Procedimientos y Métodos de Calculo para la determinación de la viabilidad Técnica- Económica de nuevos Suministros de Gas natural”según resolución del consejo directivo Organismo supervisor de la Inversión en Energía N° 263 – 2005, se desarrolla en cuadro 410. Además El desarrollo contempla los siguientes supuestos:

**Del régimen tarifario:** Para efectos de comparación, las tarifas del costo fijo y de costo variable son estimaciones apoyadas en desarrollos tarifarios detallados similares. Como para el caso de la concesión en Lima y Callao (GNLC) [4.4] y el caso de Gas Natural del distrito de Pariñas (GALTASA) [4.5].

Para el ejercicio económico se asume [4.6], valores constantes durante el periodo de 20 años de:

Margen de Distribución variable. (US\$ / 1000m3)

Categoría C = 52,70

Categoría D = 43,92

Margen de Distribución variable. (US\$ / (m3/d)-mes)

Categoría C = 0,36

Categoría D = 0,30

**De los usuarios:** Se consideran para el calculo exclusivamente las 10 unidades empresariales (03 unidades en Tarifa D y 07 unidades empresariales en Tarifa C).

**Del consumo:** Se consideran para todos los casos 30 días por cada mes y 360 días por año, además se asume consumo constante durante todos los meses del año.

[4.4] Resolución de Consejo Directivo Organismo Supervisor de la Inversión en Energía OSINERG N° 097-2004-OS/CD Pág. 5.

[4.5] Estudio para la fijación de Tarifas máximas del servicio de Distribución de Gas Natural en el distrito de Pariñas – GALTASA. Periodo 200 - 2012 . INFORME OSINERG GART / DGN N° 053-2006 / Nov 2006. Pág. 44.

**De las anualidades de inversiones:** se asumen constantes y con valor cero

**De los valores de Operación y mantenimiento (CO&M) y operaciones comerciales:** Se consideran únicas e integrada. Se considera un costo anual del 10% del valor del CAPEX (para el caso 0.853 MMUS\$), este valor se mantiene constante a lo largo del periodo de 20 años.

Finalmente de los resultados de la metodología aplicada, según los datos provistos y desarrollados, según los supuestos se puede afirmar que el proyecto no necesita conseguir fondos extra-proyectos que aseguren la viabilidad económica (según requisitos de la metodología).

El autor recomienda flexibilidad en la construcción de la metodología para condiciones particulares en todo el territorio nacional y distinto a las actualmente ofrecidas en Lima (GNLC), de tal manera de fomentar la ampliación de la cobertura.

---

[4.6] Los valores de los márgenes fijos y variables son una estimación basado en el desarrollo tarifario del caso GASTALSA y GNLC, no obedecen a un estudio detallado. Pero los resultados se comportan de manera consistente.



***Cuadro N° 410, Desarrollo de la Metodología de Calculo para la determinación de la viabilidad Técnica- Económica de nuevos Suministros de Gas natural***

## **CAPÍTULO 5**

### **CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

#### **5.1 CONCLUSIONES.**

1. El presente documento recoge referencias comparativas constantes y evidencias empíricas que permiten afirmar que el camino para reducir la pobreza y la inequidad debe involucrar necesariamente la inversión en nueva infraestructura. Además en general a los gobiernos latinoamericanos les toma mas tiempo adquirir la voluntad y la capacidad para invertir en bienes públicos y proveer servicios a la mayoría de los ciudadanos que en mayor parte de las sociedades de países desarrollados.
  
2. Además los resultados de la cobertura de energéticos modernos, pueden manifestarse en mayor tiempo disponible para salud y programas de mejora de educación. Para efectos de las políticas publicas de desarrollo, debemos integrar el concepto de seguridad energética, entendiendo como la capacidad que tiene un país de ampliar diversificar y optimizar su cartera de recursos energéticos. Por otro lado estudio detallados sobre el tema (autores Escobal y Torero), señala que la provisión de nueva infraestructura para brindar un servicio publico tiene un impacto mas favorable en los “no pobre” que en los “pobres”, pero la brecha del impacto se reduce

- considerablemente cuando a los “pobres” se les suministra dos o más servicios.
3. Es necesario fortalecer la corriente de opinión sobre la prioridad del uso **local de recursos modernos de energía** (Gas Natural), y despertar el interés en los distintos actores de la sociedad para fortalecer la formulación de una política pública orientada a la cobertura energética mediante la inversión en desarrollo de nueva infraestructura y la prestación de servicios.
  4. El desarrollo de la Ingeniería contempla, supuestos fuertemente conservadores, con el objeto de maximizar la capacidad física del ducto de transporte (Caudal entre 7000,00 y 10500,00 Std m<sup>3</sup>/h distribuido mediante tubería de Acero DN 8” a 14,00 bar). Esto se traduce en un conjunto de diámetros de red atípica con respecto a la experiencia local (particularmente GNLC), para consumos similares. Aun así traduciendo estos costos en los ejercicios de análisis financiero se demuestra su viabilidad, lo que genera una fortaleza.
  5. Las inversiones estimadas de la infraestructura están alrededor de 9,0 MMUS\$, para abastecer a una demanda que podría llegar a 2,28 MMPCD el año 1 y 5,85 MMPCD el año 20, los beneficios para la sociedad de contar con la distribución de GN - operando para los sectores Industrial, Residencial Comercial y Vehicular – durante los próximos 20 años cuantificando solo en función al ahorro de energéticos sustitutos son del orden de 7,57 – 18,49 MMUS\$.
  6. El análisis de la Demanda combino trabajo de campo, el uso de información estadística económica y social disponible, conjuntamente con el análisis técnico del recorrido del gasoducto. Del diagnostico de la demanda se desprende que la sostenibilidad del proyecto depende de que los usuarios

se consumo importante (Clientes Industriales, diez unidades empresariales) encuentren incentivos suficientes para convertir sus procesos productivos a GN.

7. Respecto al régimen tarifario de la empresa “modelo” GNLS, para el análisis financiero, no se desarrollo un estudio a nivel de detalle y se pondero valores usados en la distribución de Lima y Callao (GNLC) como en la distribución de Talara (GALTASA), según:

- Compra de GN al distribuidor [1,3-1,6] US\$/MMBTU
- Precio Venta al sector Industrial 4,00 US\$/MMBTU
- Precio Venta al sector Res-Com 5,50 US\$/MMBTU
- Precio de Venta al Sector Vehicular 4,20 US\$/MMBTU

Aun así, los resultados del análisis financiero resultaron alentadores, tomando en consideración que le precio de compra de GN por parte de TERMOSELVA es de 1,21 US\$/MMBTU (se considero un precio de compra mayor entre 23 – 48%) y los precios de venta de los demás sectores son muy similares a los de Lima, aun cuando la inversión en infraestructura de transporte ya esta hecha (gasoducto CURIMANA – PUCALLPA)

8. En relación al GNV se convierte en un apalancador importante del mercado de GN, para su sostenibilidad es necesario asegurar un mercado mínimo de 915 usuarios al año 1 con un consumo promedio de 6 m3/dia. Por ejemplo considerando un plazo de 20 año:

	CASO GNLS	CASO GNLC	UNIDAD
CAPEX Y OPEX (Costo de Construccion y Mantenimiento de Acometida )	1,49	VARIABLE	MMUS\$
INVERSION EN CONVERSION X PARTE DE LA SOCIEDAD (*) meta 2600 usuarios finales	1,57		MMUS\$
INVERSION EN LA CONSTRUCCION Y OPERACIÓN DE DOS GASOCENTROS	1,8	VARIABLE	MMUS\$
PRECIO DE VENTA DE GNV POR PARTE DEL DISTRIBUIDOR	4,2	3,12	US\$/MMBTU
PRECIO DE VENTA FINAL AL USUARIO FINAL	8,4	9,86	US\$/MMBTU

(\*) Se estima la inversion en equipos de conversion en US\$1200,00.

Por lo cual el ahorro a la sociedad durante este plazo es estimado entre 6,52 – 10,83 MMUS\$.

9. Para asegurar el desarrollo de un mercado incipiente es necesario entregar el negocio de comercialización al distribuidor. Además la intervención de los gobiernos locales – nacional haciendo uso de APP, con el objeto de reducir (repartir) riesgos del operador privado permitirá fortalecer la viabilidad del proyecto de distribución de GN. Lo ultimo permitirá al gobierno nacional enriquecer sus opciones con respecto a la negociación de los beneficios tributarios vigentes contemplados en la Ley de Promoción de Inversión en la Amazonia N° 27037

## **5.2 RECOMENDACIONES**

1. Los lineamientos de la estrategia deben ser consistentes con las políticas de desarrollo generadas por el gobierno local de Ucayali.
2. Se debe fomentar el estudio de inversiones de desarrollo de transporte – distribución de GN en ausencia de Garantías de Red de Ductos (como sucede en la distribución de LIMA y CALLAO), para fortalecer la experiencia del regulador.
3. Para el caso industrial, es necesario generar un estudio detallado del mecanismo financiero que asegure la conversión de cuando menos las diez unidades empresariales.
4. Los consumos de combustible líquidos y gaseosos (D2, GLP, Pet N°6) fueron obtenidos de registros consistentes, en la investigación de campo, mientras que los consumos de combustible sólido (leña) en muchos de sus casos respondían a registros con cierta precisión o correspondía a consumos en fechas típicas de alto consumo, o la industria operaba en temporadas durante el año. Es recomendable que algún organismo público o privado se encargue de recoger cifras detalladas del consumo de combustible sólido (leña), se adelante que es particularmente complicado debido al alto grado de informalidad del mercado de consumo y el de venta.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- INFRAESTRUCTURE AND DEVELOPMENT – Remy Prud`homme University of Paris.
- Inversión Privada y Publica en el Perú: El Camino Para Reducir la Pobreza – IPE 2006
- Vínculos Entre Crecimiento Económico y el desarrollo de Infraestructura eléctrica en el Peru – Documento de Trabajo N° 17 OSINERG
- Peru la Oportunidad de un Pais Diferente - Prospero, Equitativo y gobernable – Banco Mundial 2005.
- Sobre Costos para los peruanos por falta de Infraestructura de Servicios Publicos – Universidad del Pacifico 2005.
- Infrastructure and the Millennium Development Goals Oct 2004 – Text.of session Berlin 27 Oct.
- Infraestructura en América Latina y el Caribe. Banco Mundial 2005
- Public Private Partnertships – Experiencia del Reino Unido para los mercarlos Internacionales 2003.
- Estudio de Mercado – “Sistemas de Abastecimiento de gas natural por red de ductos ciudad de Pucallpa” (1999) Ingeniería y proyectos Aguaytia Energy
- DS 042-99-EM “Reglamento del Gas natural por Red de Ductos”
- ¿Qué significa el Proyecto Camisea? (2006) OSINERG
- La Industria del Gas natural en Perú (2004) OSINERG
- Extensión de Ramales de Gas Natural al interior del Peru (2006) – Energy Sector management Assistanse Program / Banco Mundial
- Informe OSINERG – GART / DGN N° 014-2005
- Pipeline Design & Construction Practicall Approach – M Mohitpour ASME PRESS (2000).
- Resolución del Consejo Directivo de Osinerg N° 263- 2005 OS/CD

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- INFRAESTRUCTURE AND DEVELOPMENT – Remy Prud`homme University of Paris.
- Inversión Privada y Publica en el Perú: El Camino Para Reducir la Pobreza – IPE 2006
- Vínculos Entre Crecimiento Económico y el desarrollo de Infraestructura eléctrica en el Peru – Documento de Trabajo N° 17 OSINERG
- Peru la Oportunidad de un Pais Diferente - Prospero, Equitativo y gobernable – Banco Mundial 2005.
- Sobre Costos para los peruanos por falta de Infraestructura de Servicios Publicos – Universidad del Pacifico 2005.
- Infrastructure and the Millennium Development Goals Oct 2004 – Text.of session Berlin 27 Oct.
- Infraestructura en América Latina y el Caribe. Banco Mundial 2005
- Public Private Partnertships – Experiencia del Reino Unido para los mercarlos Internacionales 2003.
- Estudio de Mercado – “Sistemas de Abastecimiento de gas natural por red de ductos ciudad de Pucallpa” (1999) Ingeniería y proyectos Aguaytia Energy
- DS 042-99-EM “Reglamento del Gas natural por Red de Ductos”
- ¿Qué significa el Proyecto Camisea? (2006) OSINERG
- La Industria del Gas natural en Perú (2004) OSINERG
- Extensión de Ramales de Gas Natural al interior del Peru (2006) – Energy Sector management Assistanse Program / Banco Mundial
- Informe OSINERG – GART / DGN N° 014-2005
- Pipeline Design & Construction Practicall Approach – M Mohitpour ASME PRESS (2000).
- Resolución del Consejo Directivo de Osinerg N° 263- 2005 OS/CD