

*Extensión de Ramales de Gas Natural
al Interior del Perú*

Abril 2006

PROGRAMA DE ASISTENCIA PARA LA GESTION DEL SECTOR DE LA ENERGIA (ESMAP)

FINALIDADES

El Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (ESMAP) es un programa global de asistencia, administrado por el Banco Mundial y patrocinado por donantes bilaterales desde 1983. La misión de ESMAP es promover el rol de la energía en la reducción de la pobreza y crecimiento económico de una manera responsable para el medioambiente. Su trabajo se aplica a economías en vías de desarrollo, emergentes o en transición y contribuye a alcanzar las metas de desarrollo internacionalmente trazadas. ESMAP contribuye productos tales como asistencia técnica gratis, estudios específicos, proyectos piloto, generación de productos para capacitación, disseminación, entrenamiento, talleres y seminarios, así como también, para conferencias, mesas de discusión, y publicaciones. ESMAP es responsable de prestar asesoría a gobiernos sobre desarrollo energético sostenible. Se enfoca en cuatro programas puntuales temáticos como: seguridad energética, energía renovable, pobreza-energía, eficiencia de mercados y gobernación.

MANEJO Y OPERACIONES

ESMAP es administrado por un Grupo Consultivo (ESMAP CG), integrado por sus copatrocinadores, es decir, el Banco Mundial, los gobiernos y otras agencias de asistencia económica y representantes de los beneficiarios de esta asistencia. El Vicepresidente de Infraestructura es el Director del CG y tiene el apoyo de una Secretaría encabezada por un Grupo Asesor Técnico (TAG) que consiste de expertos independientes en energía que examinan la agenda estratégica del Programa, su programa de trabajo y otros temas. ESMAP tiene a su disposición un gran número de ingenieros, planificadores de energía, economistas del Banco Mundial, y otros expertos en energía de la comunidad para conducir sus actividades.

FINANCIAMIENTO

ESMAP representa un esfuerzo conjunto del Banco Mundial y de una serie de países donantes, entre ellos Alemania, Bélgica, Canadá, Dinamarca, Estados Unidos, Finlandia, Francia, Noruega, Países Bajos, Reino Unido, Suecia y Suiza.

INFORMACION ADICIONAL

Para más información sobre el Programa o para obtener ejemplares de informes terminados de ESMAP, favor dirigirse a nuestra página web: www.esmap.org. También nos puede enviar un correo electrónico a: esmap@worldbank.org o escribirnos a:

ESMAP
c/o Energy and Water Department
The World Bank Group
1818 H Street N.W.
Washington D.C. 20433, U.S.A.
Tel.: 202.458.2321
Fax: 202.522.3018

Extensión de Ramales de Gas Natural al Interior del Perú

**Estudios Técnicos, Sociales, Ambientales y Económicos de los Proyectos de
Suministro de Gas Natural al Interior del Perú: Ayacucho, Junín, Ica y Cusco**

Abril 2006

Energy Sector Management Assistance Program (ESMAP)

Copyright © 2006
Banco Internacional de Reconstrucción
y Fomento/BANCO MUNDIAL
1818 H Street, N.W.
Washington, D.C. 20433, EE.UU.

Todos los derechos reservados
Hecho en los Estados Unidos de América
Primera impresión: Abril del 2006

Los informes de ESMAP se publican con el fin de comunicar, con la mayor brevedad posible, los resultados de su trabajo a la comunidad interesada en el desarrollo. Por lo tanto, la tipografía del documento no se ha preparado en concordancia con los procedimientos apropiados de un documento oficial. Algunas de las fuentes mencionadas en este informe pueden ser documentos informales que tal vez no sean fáciles de obtener.

Las conclusiones y juicios vertidos en este informe pertenecen enteramente al autor o autores y no deben atribuirse al Banco Mundial, a sus organizaciones afiliadas o a sus Directores Ejecutivos ni a los países que éstos representan, y no reflejan necesariamente sus puntos de vista. El Banco Mundial no garantiza la exactitud de los datos incluidos en esta publicación y no acepta responsabilidad alguna por las consecuencias que su uso pudiera tener. Los colores, las fronteras, los nombres y las clasificaciones que aparecen en cualquier mapa de este informe no denotan por parte del Grupo del Banco Mundial juicio alguno sobre la condición jurídica o de otra especie de ninguno de los territorios, ni aprobación o aceptación de ninguna de tales fronteras.

Los documentos en la serie de Documentos Técnicos de ESMAP son documentos de discusión, no reportes finales de proyectos, y por lo tanto, están sujetos a los mismos derechos de autor que otras publicaciones de ESMAP.

El material que aparece en esta publicación está registrado como propiedad literaria. Las solicitudes de permiso para reproducir porciones de la misma deben enviarse al Gerente de ESMAP al domicilio señalado más arriba, o directamente a la Oficina de Publicaciones del Banco Mundial. ESMAP fomenta la divulgación de su trabajo y normalmente autoriza la reproducción de inmediato y, cuando no es para fines comerciales, en forma gratuita.

ÍNDICE

Prefacio	xiii
Abreviaciones y Acrónimos	xvii
Unidades de Medida	xviii
Equivalencia Monetaria	xviii
Agradecimiento	xix
Resumen Ejecutivo	1
1. Proyección de la Demanda de Gas Natural en las Regiones	9
Premisas Básicas para la Estimación de la Demanda	9
Resultados	15
Proyecciones de los Consumos de Gas Natural	15
Proyecciones de los Usuarios de Gas Natural	23
Conclusiones de la Demanda Proyectada para las Regiones	25
2. Costos del Abastecimiento de Gas Natural en las Regiones.....	27
Estructura del Costo de Abastecimiento al Usuario Final	27
Diseños Técnicos de los Proyectos Regionales de Provisión de Gas Natural ...	28
Ramales Regionales Principales (RRP)	28
Ramales y Redes de Distribución (RRD)	67
Premisas y Supuestos para la Valoración de los Costos del Servicio de Suministro de Gas Natural	75
CAPEX en Ramal Regional Principal (RRP)	75
CAPEX a cargo del usuario en instalaciones internas y conversiones ...	82
Valorización Total de los CAPEX y OPEX por Región y Alternativa	83
Comparativa de los Costos de Inversión entre las Regiones Ayacucho - Junín, Ica y Cusco.....	94
3. Análisis de Prefactibilidad Económica y Financiera de los Proyectos.....	97
Metodología de Evaluación	97
Prefactibilidad Económica de los Proyectos y Conveniencia de Sustitución	100

Supuestos de Análisis e Información para los cálculos.....	101
Cálculos y Resultados de la Evaluación Económica.....	116
Análisis de Sensibilidad.....	128
Principales Conclusiones del Análisis Económico	130
Prefactibilidad Financiera de los Proyectos	132
Supuestos y particularidades para el análisis financiero.....	132
Tarifas e ingresos anuales requeridos	133
Resultados del análisis financiero	134
Comparativa de Costos de Provisión del Gas Natural Versus el Costo Promedio de los Energéticos a Sustituir.....	139
Consideraciones en la incorporación de Usuarios Residenciales.....	142
Conclusiones del Análisis de Prefactibilidad Financiera	145
4. Propuestas para la Estructuración de la Prestación del Servicio de Abastecimiento de Gas Natural	147
Necesidad de un Plan Estratégico	147
Pilares de la Estrategia	147
Condiciones de Contexto: Realidad Socio – Económica, Restricciones Ambientales, Condiciones Jurídicas e Institucionales.....	150
Contexto Socio – Económico	150
Contexto Jurídico e Institucional.....	154
Disponibilidad del Recurso Gas y Proyecto Camisea en Marcha	155
Restricciones Ambientales	156
Organización de la Prestación del Servicio.....	157
Instrumentos Facilitadores de la Implantación del Proyecto	157
Punto de Partida.....	157
Negocio a Desarrollar y Definición del Tipo de Concesión	159
Viabilidad Económica de la Concesión y Comparación de Alternativas	164
5. Estrategia para Convocar la Licitación	167
Reevaluación de la Demanda de Gas Natural.....	167
Los precios del petróleo crudo a nivel internacional, del gas natural en Boca de Pozo y de los energéticos a sustituir	170

La ruta de los gasoductos, impactos ambientales, Costos de Capital y de Operación	175
Adecuación de las Regulaciones Aplicables al Transporte y Distribución de Gas Natural	177
El Primer Sistema a Licitar: Regiones Ica + Junín + Ayacucho	178
Segundo Sistema a Licitar: Región Cusco	182
Anexo 1: Apéndice Metodológico	191
Algoritmo de Cálculos para el Análisis Económico	191
Especificación del Factor de descuento	191
Cómputos de los Beneficios Económicos a valores de inicio para los sectores residencial, comercial, transporte e industrial	191
Cómputos de los Beneficios Económicos a Valores de Inicio del Sector de Generación de Electricidad	193
Breve reseña de los Cálculos para la derivación de Tarifas por Distancia	194
Algoritmo de cálculos para al análisis financiero.....	195
Especificación del Factor de descuento	195
Enfoque Metodológico.....	196
Flujo de Fondos (“cash flow” a 20 años)	196
Ingresos requeridos de los Negocios concesionados para recuperar costos de los ramales y redes	197
Formulación de la Base Tarifaria o Activos Fijos Depreciados de las Concesiones	197
Anexo 2: Flujo de Caja (Análisis Financiero)	199

Lista de Tablas:

Tabla 1: Resultados de la Evaluación Económica, Extensión de los Gasoductos y Número Estimado de Usuarios	6
Tabla 1.1: Caracterización de los Escenarios de Demanda para las Regiones Ica, Junín y Ayacucho.....	14
Tabla 1.2: Escenarios de Demanda y posibles Infraestructuras para la Región Cusco .	15
Tabla 1.3: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Región Junín.....	16
Tabla 1.4: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador - Región Ica (excluido Nazca/Marcona).....	16

Tabla 1.5: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Región Ayacucho.....	17
Tabla 1.6: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Regiones Ica, Junín y Ayacucho	17
Tabla 1.7: Proyección de la Demanda Total en Todos los Escenarios – Regiones Ica, Junín y Ayacucho (en MMPCD)	18
Tabla 1.8: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Localidades de Nazca y Marcona.....	19
Tabla 1.9: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor– Cusco Ciudad	20
Tabla 1.10: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor - Cachimayo.....	20
Tabla 1.11: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor - Quillabamba.....	21
Tabla 1.12: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor en Escenario II - Región Cusco (Cusco, Cachimayo y Quillabamba)	22
Tabla 1.13: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor – Región Cusco (Cusco, Cachimayo, Quillabamba y Combapata)	22
Tabla 1.14: Proyección de la Demanda Total en los Tres Escenarios de Aprovechamiento – Región Cusco (en MMPCD)	23
Tabla 1.15: Proyección de Usuarios por Región y Sector Consumidor - Regiones Ica, Junín, Ayacucho y Localidades de Marcona y Nazca.....	24
Tabla 1.16: Proyección de Usuarios por Región y Sector Consumidor - Región Cusco.....	25
Tabla 2.1: Calificación ponderada de aspectos ambientales – Región Ica.....	34
Tabla 2.2: Estimación de la Inversión – Región Ica.....	35
Tabla 2.3: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo Lurín – La Oroya.....	41
Tabla 2.4: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo La Oroya - Tarma	42
Tabla 2.5: Estimación de la Inversión – Región Junín	43
Tabla 2.6: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales – Región Ayacucho	46
Tabla 2.7: Estimación de la Inversión – Región Ayacucho	47
Tabla 2.8: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales – Regiones Junín y Ayacucho (Alternativa 2)	52
Tabla 2.9: Estimación de la Inversión – Regiones Junín y Ayacucho (Alternativa 2)	53
Tabla 2.10: Resumen Alternativa 1 (no incluye el ramal a Huancayo)	56
Tabla 2.11: Resumen Alternativa 2 (incluye el ramal a Huancayo)	56
Tabla 2.12: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo Kepashiato - Cusco	63
Tabla 2.13: Costos de inversión de RRP por tramo y región – Regiones Ayacucho, Junín, e Ica (Alternativa 1)	77
Tabla 2.14: Costos de inversión de RRP por tramo y región - Regiones Ayacucho, Junín, e Ica (Alternativa 2)	77
Tabla 2.15: Costos de Inversión de RRP por Escenario de Demanda – Región Cusco (en MM US\$).....	78
Tabla 2.16: Inversión en Ramales de Distribución de MP por región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (Alternativa 1).....	79

Tabla 2.17: Inversión en Ramales de Distribución de MP por región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (Alternativa 2).....	79
Tabla 2.18: Inversión de Ramales de Distribución de MP por Localidad – Región Cusco (en MM US\$).....	80
Tabla 2.19: Inversión en Redes de Distribución de BP y Acometidas por Región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica.....	81
Tabla 2.20: Inversión en Redes de Distribución de BP y Acometidas por Localidad - Región Cusco.....	81
Tabla 2.21: Inversión en Instalaciones Internas y conversiones por Región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (en M US\$).....	83
Tabla 2.22: Inversión en instalaciones internas y conversiones por Localidad – Región Cusco (en M US\$).....	83
Tabla 2.23: CAPEX Y OPEX Total - Región Ica (No incluye Ramal Principal Ica – Marcona ni el Sistema de Distribución Nazca / Marcona, en MM US\$).....	84
Tabla 2.24: CAPEX y OPEX Total - Región Ayacucho (en MM US\$).....	85
Tabla 2.25: CAPEX y OPEX Total - Región Junín, Alternativa 1.....	86
Tabla 2.26: CAPEX y OPEX Total - Región Junín, Alternativa 2.....	87
Tabla 2.27: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 1 (en MMUS\$).....	88
Tabla 2.28: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 1- A (en MMUS\$).....	89
Tabla 2.29: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 2 (en MMUS\$).....	90
Tabla 2.30: Comparativa de Ramales por Alternativa para Abastecimiento de la Región Junín.....	91
Tabla 2.31: CAPEX y OPEX Total – Región Cusco, Escenario I: Cusco – Cachimayo (en MMUS\$).....	92
Tabla 2.32: CAPEX y OPEX Total – Región Cusco, Escenario II: Cusco – Cachimayo – Quillambamba (en MMUS\$).....	93
Tabla 2.33: CAPEX y OPEX Total – Región Cusco, Escenario III: Cusco – Cachimayo – Quillambamba – Combapata (en MMUS\$).....	94
Tabla 2.34: CAPEX Y OPEX Total - Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco (en MMUS\$).....	95
Tabla 3.1: Supuestos en los Precios de Energéticos.....	106
Tabla 3.2: Precios Económicos de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural (Sensibilidad al precio del crudo a Julio de 2004).....	107
Tabla 3.3: Precios Actuales (sin IGV) de Energéticos Sustitutos –Región Cusco (US\$/MMBTU).....	108
Tabla 3.4: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Ica – Pisco (US\$/MMBTU).....	109
Tabla 3.5: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Junín – Alternativa I (US\$/MMBTU).....	110
Tabla 3.6: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Junín – Alternativa 2 (US\$/MMBTU).....	111
Tabla 3.7: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Ayacucho (US\$/MMBTU).....	112

Tabla 3.8: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Cusco (US\$/MMBTU).....	112
Tabla 3.9: Criterios de Asignación de Costos de Suministro por Sector Consumidor..	114
Tabla 3.10: Definición del Caso Base para las Regiones Ayacucho, Junín, Ica.....	115
Tabla 3.11: Definición del Caso Base para la Región Cusco	116
Tabla 3.12: Análisis de Viabilidad de la Central Térmica de Quillabamba.....	127
Tabla 3.13: Análisis de sensibilidad efectuados sobre los Caso Base – Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco	128
Tabla 3.14: Resultados del Análisis de Sensibilidad – Regiones Ayacucho, Junín e Ica.....	129
Tabla 3.15: Resultados del Análisis de Sensibilidad – Región Cusco	129
Tabla 3.16: Resultados de la Evaluación Financiera	135
Tabla 3.16: Resultados de la Evaluación Financiera (Continuación).....	136
Tabla 3.17: Comparativa de Costos de provisión GN vs. Energéticos - Región Ica (en US\$/MMBTU).....	140
Tabla 3.18: Comparativa de Costos de Provisión de Gas Natural vs. Energéticos - Región Junín (en US\$/MMBTU).....	141
Tabla 3.19: Comparativa de Costos de Provisión de Gas Natural vs. Energéticos - Región Ayacucho (en US\$/MMBTU).....	141
Tabla 3.20: Comparativa de Costos de Provisión de GN vs. Energéticos - Región Cusco.....	142
Tabla 3.21: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (US\$/MMBTU; Soles/mes) – Escenario con Efecto Calefacción.....	143
Tabla 3.22: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (US\$/MMBTU; Soles – mes) – Escenario Sin Efecto Calefacción para Regiones Ayacucho, Junín e Ica.....	144
Tabla 3.23: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (Región Cusco - Caso RRP 10”) (US\$/MMBTU, Soles-mes)	144
Tabla 5.1: Precio Corregido del Gas Natural – Regiones Junín y Ayacucho (en US\$/MMBTU).....	169
Tabla 5.2: Demanda de Gas Natural en la Región Cusco (en MMPCD)	170
Tabla 5.3: Oferta y Demanda de Petróleo (en Millones Barriles / Día)	173
Tabla 5.4: Precio del Diesel (en US\$/galón – Abril 2005).....	174
Tabla 5.5: CAPEX Y OPEX del Sistema de Transporte y Distribución de Gas Natural a las Regiones de Ica (sin incluir Marcona), Ayacucho y Junín (Alternativa 2)...	176
Tabla 5.6: CAPEX y OPEX del Sistema de Transporte y Distribución de gas a la Región Cusco (Sin incluir extensión a Combapata)	176
Tabla 5.7: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Ica (en US\$/MMBTU).....	179
Tabla 5.8: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Regiones Junín y Ayacucho (en US\$/MMBTU)	180
Tabla 5.9: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Cusco (en US\$/MMBTU)	185
Tabla 5.10: Comparación entre el Precio Subsidiado del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Cusco (en US\$/MMBTU)	186

Tabla 5.11: Subsidio al Precio del Gas Natural en la Región Cusco, Según Precio del Crudo.....	187
--	-----

Lista de Figuras:

Figura 1: Ubicación relativa de las regiones en Estudio	xvi
Figura 1.1: Regiones y Localidades en Estudio.....	10
Figura 1.2: Localización de las Principales Industrias en las Regiones en estudio	12
Figura 2.1: Composición de los costos de prestación del suministro de gas natural al interior del Perú	27
Figura 2.2: Traza de los RRP para la Alternativa 1 – Regiones Junín y Ayacucho	29
Figura 2.3: Traza de los RRP para la Alternativa 2 – Regiones Junín y Ayacucho	30
Figura 2.4: Esquema de Traza del Ramal Regional Principal – Región Cusco.....	30
Figura 2.5: Traza de los RRP para la Región Ica	32
Figura 2.6: Traza de los RRP para la Región Junín - Alternativa 1	40
Figura 2.7: Traza del RRP para las Regiones Junín y Ayacucho (Tramo Ayacucho – Mayoc – Izcuchaca) – Alternativa 2	50
Figura 2.8: Traza de los RRP para las Regiones Junín y Ayacucho (Tramo Izcuchaca – Huancayo- La Oroya) – Alternativa 2	51
Figura 2.9: Traza del RRP para la Región Cusco Alternativa 2.....	62
Figura 2.10: Esquema de la Configuración de los RRD para el Suministro Local de Gas Natural	67
Figura 2.11: Sistemas de Distribución (MP) – La Oroya (Alternativa 1)	68
Figura 2.12: Sistemas de Distribución (MP) – La Oroya (Alternativa 2)	69
Figura 2.13: Sistemas de Distribución (MP) – Tarma	69
Figura 2.14: Sistemas de Distribución (MP) – Huancayo (Alternativa 2)	70
Figura 2.15: Sistemas de Distribución (MP) – Ica.....	70
Figura 2.16: Sistemas de Distribución (MP) – Pisco.....	71
Figura 2.17: Sistemas de Distribución (MP) – Ayacucho.....	71
Figura 2.18: Sistemas de Distribucion (MP) – Cusco y Cachimayo.....	72
Figura 2.19: Sistemas de Distribucion (MP) – Quillabamba	73
Figura 3.1: Etapas para Elaboración y Análisis de Viabilidad Económica – Financiera de Proyectos	97
Figura 3.2: Prefactibilidad Económica del Proyecto.....	99
Figura 3.3: Prefactibilidad Financiera del Proyecto.....	100
Figura 4.1: Condiciones para la Penetración del Gas Natural en las Regiones	150

Lista de Gráficos:

Gráfico 3.1: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Ayacucho	102
Gráfico 3.2: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Ica	102
Gráfico 3.3: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Junín	103

Gráfico 3.4: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Cusco.....	103
Gráfico 3.5: Precio Promedio de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, vigentes a Julio de 2004 (en US\$ / MMBTU).....	105
Gráfico 3.6: Precio Promedio de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural para la Región Cusco, vigentes a Marzo de 2005 (en US\$ / MMBTU).....	106
Gráfico 3.7: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor Región Ica / Pisco (US\$ MM)	117
Gráfico 3.8: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Ayacucho (US\$ MM)	117
Gráfico 3.9: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 1 (US\$ MM)	118
Gráfico 3.10: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 1-A (US\$ MM).....	118
Gráfico 3.11: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 2 (US\$ MM)	119
Gráfico 3.12: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1 (US\$ MM)	119
Gráfico 3.13: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1–A (US\$ MM).....	120
Gráfico 3.14: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 2 (US\$ MM)	120
Gráfico 3.15: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores – Regiones Ayacucho, Junín e Ica – Alternativa 1 (US\$ MM)	121
Gráfico 3.16: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores – Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1–A (US\$ MM).....	121
Gráfico 3.17: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores - Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 2 (US\$ MM)	122
Gráfico 3.18: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Total Sectores Consumidores (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco Escenario I (Cusco + Cachimayo).....	123
Gráfico 3.19: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Por Sector Consumidor (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco Escenario I (Cusco + Cachimayo).....	123
Gráfico 3.20: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores– Región Cusco, Escenario I (Cusco + Cachimayo).....	124
Gráfico 3.21: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor - Región Cusco, Escenario I (Cusco + Cachimayo).....	124
Gráfico 3.22: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Total Sectores Consumidores (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco - Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)	125
Gráfico 3.23: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos por Sector Consumidor (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco, Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)	125

Gráfico 3.24: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores, Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)	126
Gráfico 3.25: Disposición a Pagar por Gas Natural en la Central Térmica de Quillabamba	127
Gráfico 3.26: Evolución de la Composición del Ingreso del Negocio Integrado - Sistema Cusco + Cachimayo (10") (En millones de US\$).....	139
Gráfico 5.1: Demanda Mundial de Petróleo (en MMPCD)	171
Gráfico 5.2: Distribución de la Demanda por Usuario en la Región Cusco	183
Gráfico 5.3: Proyección de los Montos Garantizados por el Canon para el Gasoducto de la Región Cusco, Periodo 2007 - 2025	187
Gráfico A2.1: Ingresos y salidas de fondos – Segmento RRP (Región ICA).....	200
Gráfico A2.2: Ingresos y salidas de fondos – Segmento RRD (Región ICA).....	201
Gráfico A2.3: Ingresos y salidas de fondos – Sistema Integrado (Región Ica).....	202
Gráfico A2.4: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 1)	203
Gráfico A2.5: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 1)	204
Gráfico A2.6: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 1)	205
Gráfico A2.7: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 2)	206
Gráfico A2.8: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 2)	207
Gráfico A2.9: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 2)	208
Gráfico A2.10: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 1 Con extensión a Huancayo)	209
Gráfico A2.11: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 1 con extensión a Huancayo).....	210
Gráfico A2.12: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 1 con extensión a Huancayo)	211
Gráfico A2.13: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Ayacucho) ..	213
Gráfico A2.14: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD Región Ayacucho	214
Gráfico A2.15: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado Junín-Ayacucho...	215
Gráfico A2.16: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)	216
Gráfico A2.17: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)	217
Gráfico A2.18: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema integrado (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)	218
Gráfico A2.19: Evaluación Financiera – Región Cusco (Cusco y Cachimayo, 8").....	219
Gráfico A2.20: Evaluación Financiera – Sistema Cusco + Cachimayo (10")	220

Prefacio

La Agencia del Gobierno del Perú para la Promoción de la Inversión Privada – Preinversión -, encargó la realización de estudios de Prefactibilidad Técnico – Económica para la extensión de ramales del gasoducto principal de Camisea al interior del Perú. Estos estudios servirían para preparar los términos de las licitaciones de las concesiones de transporte y distribución de gas natural en cuatro regiones del país: Ayacucho, Junín, Ica y Cusco. Así, con el apoyo financiero del Programa ESMAP, el estudio de prefactibilidad de la extensión de ramales para proveer de gas natural a las Regiones Ica, Ayacucho y Junín fue encargado al Consorcio R. García Consultores S.A., INTEC Engineering S.R.L., y ARCAN Ingeniería y Construcciones S.A. En forma similar, el Gobierno de Canadá financió la realización del estudio de prefactibilidad de la extensión de ramales de gas natural a la Región Cusco, que fue elaborado por las firmas canadienses Colt Engineering/Stantec. Los estudios mencionados culminaron en el 2004. Posteriormente, con el auspicio de los Contratistas del Proyecto Camisea, se encargó la ampliación del Estudio del gasoducto de la Región Cusco al Consorcio R. García Consultores & INTEC/ARCAN, el cual fue concluido a fines de abril del 2005.

Este informe consolidado contiene los Resultados y Conclusiones Finales de estos estudios que proporcionan consideraciones importantes sobre la estrategia y la estructuración de las futuras concesiones del servicio para provisión de gas natural a esas regiones. Los resultados del Estudio constituyen herramientas útiles para el Gobierno en su objetivo de dar en concesión el servicio de suministro de gas a las regiones, que presenta las particularidades de un proyecto “greenfield”¹. Los estudios técnicos, sociales y ambientales han sido la base para el análisis económico del proyecto, por el cual se pudieron identificar los ahorros que generarían en la población y las actividades económicas de las regiones el uso del gas natural (comercio, industrias, generación de electricidad, transporte). Finalmente se pudieron establecer modelos financieros, cuyos resultados combinados con los anteriores estudios sirvieron para diseñar la estrategia y las reglas de juego más convenientes a los objetivos del país y de las regiones.

El informe final se ha estructurado en cinco capítulos principales y un resumen ejecutivo con las conclusiones y recomendaciones más importantes.

En el Capítulo I, se presentan las proyecciones de demanda de las regiones utilizadas para el Estudio de Prefactibilidad Económico - Financiera, explicando las premisas básicas para cuantificar la demanda potencial de gas natural para el período bajo análisis (2005-2025).

¹ Término usado frecuentemente para identificar negocios donde una vez identificada la demanda potencial, se requiere desarrollar desde cero la infraestructura necesaria a fin de poder explotar comercialmente el negocio identificado.

En el Capítulo II, Costos de Abastecimiento del Gas Natural, se valorizan la totalidad de los costos de prestación del servicio de gas natural para las regiones (CAPEX, OPEX), incluidos aquellos costos que permitirán la conexión de los usuarios (instalación interna y conversiones) para iniciar el consumo del gas natural. Esta sección se nutre de los estudios técnico - ambientales realizados respecto al diseño de las trazas principales y secundarias. Se muestra la metodología seguida para cuantificar los distintos costos de la cadena; aquellos que son particulares al tendido y explotación comercial de los ramales y redes de gas natural de estos nuevos negocios y otros que son exógenos al comportamiento de los concesionarios, tal como el costo del fluido gas natural y el transporte por el gasoducto troncal de Camisea hasta la interconexión con los nuevos ramales regionales.

En el Capítulo III, se exponen los Resultados de los Estudios de Prefactibilidad Económica y Financiera. En el primero se presenta la metodología que se siguió para cuantificar los beneficios netos económicos de los proyectos regionales; las premisas de precios, los sustitutos para la valoración de la demanda energética sustituible por gas natural (GN); los criterios de asignación de costos por sector analizado (residencial, comercial y pequeñas industrias, gas natural vehicular, y grandes clientes industriales) que nos permitió arribar a los beneficios para cada uno de los sectores que sustituirán los energéticos utilizados por gas natural. Un tema también importante incluido en el análisis lo constituye la sensibilidad de las evaluaciones respecto a la modificación de las principales variables críticas detectadas: efectos positivos (+) ó negativos (-), por casos.

En segundo lugar, en esta misma sección, se incluyen los resultados de la Evaluación de Prefactibilidad Financiera. Este apartado resume: el flujo de caja tales como el de ramales principales, ramales secundarios y redes de distribución, o integrados por región, ingresos requeridos de las unidades de negocio para la sustentabilidad financiera de la prestación de los servicios de gas natural, composición de los costos de prestación (en CAPEX y OPEX) y análisis temporal de costos e ingresos. La sección financiera permite concluir con las tarifas promedio por segmento de las nuevas concesiones: (i) Ramales Regionales Principales (RRP); y (ii) Ramales y Redes de Distribución (RRD). Finalmente se compara, para cada región a abastecer, el costo promedio en gas natural que enfrentará el usuario final, contra el costo promedio de los energéticos que actualmente pagan todos los sectores.

En los Capítulo IV y V, en función de los resultados encontrados, se presentan propuestas para la estructuración del servicio y se efectúan consideraciones sobre la estrategia a seguir para dar en concesión los servicios a las regiones estudiadas.

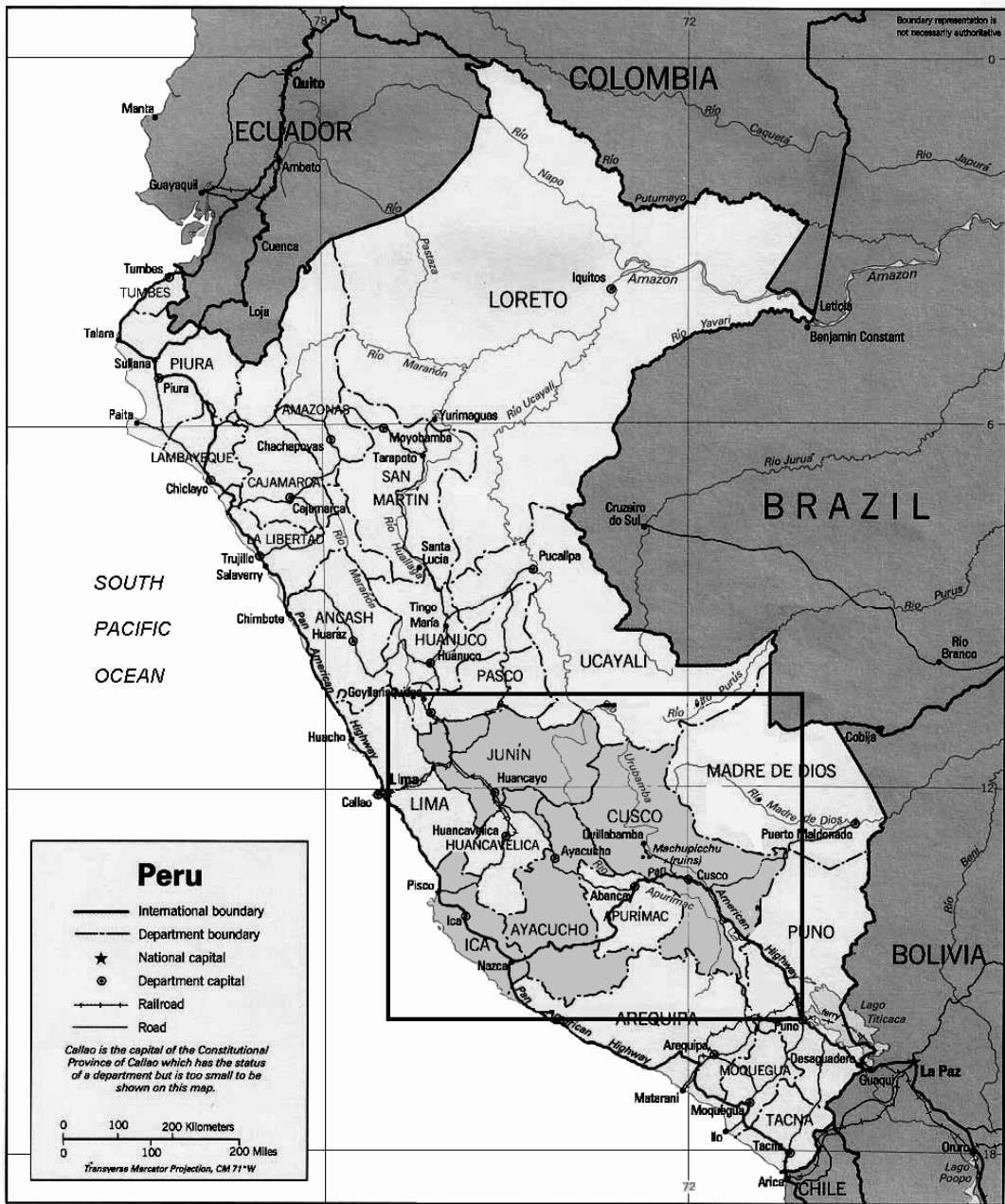
El resumen presentado a continuación confirma los Estudios de Prefactibilidad Técnico Económica de la extensión de los primeros ramales del Gasoducto de Camisea al Interior del Perú con la información disponible a abril de 2005, en los meses subsiguientes hasta julio de 2005, se han suscitado una serie de planteamientos de proyectos que hacen mirar con cierto optimismo el objetivo de

extender rápidamente las redes de gas natural y de esta forma hacer partícipe de los beneficios del gas natural de Camisea a la mayoría de la población peruana.

Así tenemos que: i) Repsol – YPF ha tomado una participación crucial en el desarrollo del proyecto de exportación de gas licuado a México y los EEUU; y ii) los gobiernos de Brasil, Argentina, Uruguay, Paraguay y Chile le han propuesto al Perú, sobre la base de las reservas de gas natural existentes en la zona de Camisea, desarrollar el “Anillo Energético del Cono Sur”, proyecto que de hacerse realidad permitiría llegar con menos tiempo a los departamentos de la zona sur del Perú como Arequipa, Moquegua, Tacna, etc. Este megaproyecto comienza con el tendido de un gasoducto hacia el norte de Chile, desde Pisco, punto al cual llega el gasoducto troncal de Camisea en la costa del Pacífico, a Tocopilla en Chile.

A continuación se presenta la ubicación de las regiones involucradas en el Estudio.

Figura 1: Ubicación relativa de las regiones en Estudio



Abreviaciones y Acrónimos

AFNP	Activos Fijos No Productivos
Alt.	Alternativa
AP	Alta Presión
BJ	Baja Presión
BN	Beneficio Neto
BOOT	Build, Own, Operate and Transfer
CAE	Tasa de Descuento
CAPEX	Costo de Inversión
CB	Caso Base
CCR	Corporación de Compañías de Research
CT	Central Térmica
DOE	Departamento de Energía - “Department of Energy”
EIA	Estudio de Impacto Ambiental
EPC	Costo de Material, Ingeniería y Construcción
FSU	Antigua Unión Soviética - “Former Soviet Union”
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GN	Gas Natural
GNL	Gas Natural Líquido
GNV	Gas Natural Vehicular
IGN	Instituto Geográfico Nacional
Ind.	Industrias
MEN	Ministerio de Energía y Minas
MP	Media Presión
OECD	Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo - “Organization for Economic Co-operation and Development”
OPEC	Organización de Países Exportadores de Petróleo - “Organization of the Petroleum Exporting Countries”
OPEX	Costo de Operación, Mantenimiento, Administración y Comercialización
OR	Otras Redes (media y baja presión)
OSINERG	Organismo Supervisor de Inversión en Energía
PE	Punto de Encuentro
RD	Redes de Distribución
Resid.	Residencial
RRD	Ramal y Red de Distribución

RRP	Ramal Regional Principal
S/.	Nuevos Soles
TGP	Transportadora de Gas del Perú S.A.
TTC	Transporte Troncal de Camisea
US\$	Dólares Americanos
VAN	Valor Actual Neto
VB	Válvula de Bloqueo
WACC	Costo de Capital Promedio Ponderado
WTI	“West Texas Intermediate”, precio del crudo de grado intermedio en Cushing, Oklahoma.

Unidades de Medida

bar	Bar
bar M	Presión Manométrica
bbl	Barril de Hidrocarburo
BTU	British Thermal Unit
g/cm²	Gramo por Centímetro Cuadrado
km	Kilómetro
M	Mil
m³	Metro cúbico
m³/hora	Metro Cúbico por Hora
MM	Millones
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos por Día
MW	Mega Watts
MW.h	Mega Watts por Hora
p³	Pies Cúbicos
SDR	Relación Dimensional Estándar
TCF	Trillion (10 ¹²) Cubic Feet
X”	Pulgadas

Equivalencia Monetaria

1 US\$	3,3 Nuevos Soles ²
---------------	-------------------------------

² Tipo de Cambio que se mantiene estable desde Abril 2004.

Agradecimiento

Los estudios de prefactibilidad para la extensión de los ramales de gas natural al interior del Perú así como este informe consolidado han sido posibles gracias al Programa de Asistencia a la Gestión del Sector de la Energía del Banco Mundial (ESMAP) y a la Agencia Internacional Canadiense para el Desarrollo (ACDI).

La concepción del estudio y los términos de referencia específicos fueron preparados por Eleodoro Mayorga Alba, Gerente del Proyecto en estrecha colaboración con Luis Ortigas, Paúl Sumar y Aníbal del Águila, funcionarios de Proinversion. A ellos se sumó como asesor técnico Efraín del Castillo. Los funcionarios de los Gobiernos Regionales involucrados cumplieron un papel muy importante en la colecta de informaciones y en la asistencia en el campo de los consultores; entre ellos destacamos la colaboración del Ing. Hernán López de la región Junín y de los Sres. Alejandro Contreras y Fernando Paliza de la región del Cusco.

El equipo de consultores de R- G y Intec/Arcan incluyó a los siguientes expertos: Raúl García, Gustavo Carvalho, Pablo Gigovri, Daniel Rodríguez Villafañe, Julio Moreno, Florencia Ferrero y Eduardo Doria. Los estudios de mercado fueron subcontratados a la firma Marco Consult y CCR y fueron realizados por Gonzalo Tamayo, Ricardo De la Cruz, Horacio Acosta y Ana María Guzman. El equipo de consultores de Stantec- Canadá incluyó a Ian Morrison, Fernando Rodrigo, y Lila Barrera Katz.

En la revisión de los informes preliminares relativos al trazado de rutas y los impactos ambientales y sociales contribuyó Alonso Zarzar (experto social LCSSD) y en la revisión de los estudios de mercado y evaluación económica contribuyó Michael Levitsky (COCPO).

La preparación del informe consolidado fue hecha por Pedro Touzett y Jessica Pacheco (consultores). La traducción al inglés fue hecha por Maricarmen Pizarro (Serpoadsa). Esther Petrilli-Massey (COCPO) realizó la edición final. Marjorie K. Araya (ESMAP) coordinó la impresión final y su distribución.

Resumen Ejecutivo

1. A partir de la conclusión de la primera etapa del Proyecto Camisea el mes de Agosto del año 2004 que dio inicio a la prestación comercial de servicios de gas natural en Lima y Callao, y a la producción de GLP y condensados en la planta de fraccionamiento en Pisco, se abren nuevas oportunidades para el desarrollo de proyectos y usos del gas natural en diversas actividades que seguramente beneficiarán a los habitantes del Perú. En los próximos años, sin lugar a dudas, el gas natural será un componente de importancia significativa en la matriz energética del país.

2. El Gobierno, consciente de la disponibilidad de este energético y del éxito de esta primera etapa, dio comienzo a los estudios de prefactibilidad Técnico - Económica para una segunda etapa del Proyecto Camisea, que comprende la extensión de los gasoductos principales y secundarios para proveer el servicio de gas natural a cuatro regiones del interior del país: Ayacucho, Junín, Ica - Pisco, y Cusco. Estos estudios posteriormente servirán al diseño de las concesiones de transporte y distribución (suministro) de gas natural en estas regiones. De acuerdo al marco legal y reglamentario vigente en el Perú estos servicios deben darse en concesión a empresas privadas mediante concursos abiertos.

3. Cada uno de los estudios de prefactibilidad comprendió las siguientes tareas: (i) Estudios de Mercado; (ii) Diagnóstico Socio - Económico; (iii) Evaluación Ambiental; (iv) Evaluación de trazas de gasoductos; (v) Ingeniería básica; (vi) Desarrollo conceptual de redes de distribución; (vii) Prefactibilidad Económica; y (viii) Elaboración de propuesta de plan estratégico para la concesión del transporte y distribución de gas natural en las regiones citadas.

4. El Consorcio R. García Consultores & Intec/Arca, tuvo a su cargo la realización de los estudios para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y la ampliación del estudio previo realizado para la Región Cusco por las firmas canadienses Colt Engineering y Stantec. Estos estudios concluyen en recomendaciones cuyo objeto es proporcionar a las autoridades involucradas con puntos de vista respecto de las alternativas técnico-económicas más adecuadas para alcanzar el objetivo final, es decir, la penetración del gas natural en la matriz energética de la región lo que procurará un mayor desarrollo regional y bienestar para la población.

5. Las conclusiones y recomendaciones de los estudios toman en consideración las condiciones de contexto – extrínsecas e intrínsecas – de los proyectos, consideraciones que sirven para configurar de manera realista unidades de negocio posibles de dar en concesión a operadores privados. Estas condiciones están constituidas por: (i) las realidades socio-económicas de las regiones y usos energéticos presentes y potenciales; (ii) la normativa vigente en materia de prestación de gas natural; (iii) el marco institucional a nivel Nacional, Regional y Distrital; (iv) la infraestructura base ya construida y en operación de Camisea (“upstream”-“midstream”) sobre la cual se extenderán los ramales

del proyecto; (v) las características de las áreas recorridas por las trazas posibles de los gasoductos de extensión del Transporte Troncal Camisea (TTC) y las correspondientes restricciones ambientales; (vi) los costos de abastecimiento del proyecto comparados con los beneficios económicos aportados; (vii) los requerimientos financieros de las unidades de negocio, y la ingeniería y diseño de una combinación de ingresos y tarifas razonables que atraigan usuarios e inversores responsables a los sistemas de prestación regional.

6. Las inversiones estimadas en infraestructura de abastecimiento con gas natural a las cuatro regiones seleccionadas estarán en el orden de los US\$ 414 MM para abastecer una demanda que alcanzaría a 70 MMPCD en el 2007 y 214 MMPCD en el 2025. Dicha demanda representaría el 44,7% de la capacidad del gasoducto troncal de Camisea y el 33,7% de la demanda proyectada de Lima al año 2023³, lo que atestigua sobre la importancia del proyecto. Los beneficios para la sociedad de contar con este proyecto funcionando a través de los próximos 20 años, cuantificados solamente en relación al ahorro de energéticos sustituidos, se ubican en el orden de los US\$ 416,6 - 505,6 MM.

7. El análisis de demanda combinó trabajo de campo con encuestas a potenciales usuarios, la utilización de información estadística económica y social disponible para conformar al mismo tiempo un diagnóstico socio-económico de las regiones. Conjuntamente con el análisis técnico - ambiental de las potenciales trazas de gasoductos de transporte y distribución, ambos estudios formaron la base para el análisis de prefactibilidad económica del suministro de gas natural a las regiones.

8. Del diagnóstico y análisis de la demanda se desprende que la sustentabilidad y rápida consolidación de los negocios propuestos de transporte y distribución de gas natural, dependerán de que los usuarios de consumo importante (grandes clientes industriales) encuentren incentivos suficientes para convertir sus procesos productivos a gas natural e incluso planteen nuevos proyectos de expansión de sus negocios. Se observa que para el año 2025, en las regiones de Ica, Junín y Cusco, aún en el escenario conservador, la demanda de grandes clientes concentra más del 90%. El Estudio de Prefactibilidad económica apoya esta conclusión, incluso bajo escenarios de precios de sustitutos menores a los vigentes a la fecha del estudio.

9. No menos importante es la demanda potencial en centrales térmicas a gas natural. Al respecto, como parte de las hipótesis centrales, se incluye para el 2007-8 una planta térmica de 150 MW en la región de Ica y otra de 72 MW, con una ampliación de 50 MW para el 2015, en la Región Cusco (Quillabamba). Esta premisa incorporada a las demandas proyectadas de gas de estas regiones está en línea con la previsión realizada por las autoridades sectoriales en el sentido de que la generación de electricidad será el principal consumidor de gas natural en tres de los escenarios que se manejan en los planes del MEM para el período 2004 - 2027⁴.

³ 549,8 MMPCD según Oficina de Estudios Económicos – OSINERG.

⁴ Véase MEM, “Informe Actualidad del Sector Eléctrico”, Agosto de 2004. El Gas Natural en el Mercado Eléctrico y sus Perspectivas, elaborado por la Dirección General de Electricidad: (i) Escenario Hidro-térmico:

10. Las demandas potenciales de los restantes sectores y/o potenciales usos – tales como el consumo residencial y no residencial, y el GNV - no son significativas para dimensionar los gasoductos de abastecimiento a las regiones, sin embargo, tienen una gravitación importante en lo social y en los eventuales beneficios directos a ser recibidos por la población. Si bien las evaluaciones económicas dan resultados positivos cuando se incorpora el efecto calefacción en los consumos residenciales -por cierto una necesidad actualmente no satisfecha-, será necesario la aplicación de herramientas comerciales y tarifarias (facilidades en la financiación de conversiones e instalaciones internas, subsidios, etc.), habida cuenta de los bajos ingresos per cápita y escaso acceso al crédito de la mayor parte de los usuarios, tal como se señala en el diagnóstico socio-económico. Los estudios concluyen que para abastecer a los mercados se requerirá de esfuerzos importantes de comercialización y de educación en el uso de un nuevo energético, superando barreras económicas, sociales y culturales.

11. En relación al GNV puede concluirse que en comparación al mercado de Lima, su uso potencial es modesto en las zonas bajo estudio. Su importancia dependerá de la intensificación del tránsito en el corredor Lima-Ica a partir de la instalación de bocas de expendio, no así en el caso del Cusco que tendría un mercado restringido a esta ciudad.

12. Con respecto al consumo de gas natural de comercios y pequeñas industrias, su importancia también es menor tomando como referencia los actuales usuarios de electricidad en las zonas y las encuestas realizadas para determinar los patrones de consumo de energéticos en estos segmentos de la demanda. Será necesario, en este sentido, profundizar la evaluación de estos mercados, a partir de un detallado estudio de campo para su mejor cuantificación. Sin embargo, el acceso al gas natural por parte de los hogares, pequeñas y medianas industrias y comercios, generará puestos de trabajo calificados y en general debe promover la sustentabilidad política de los grandes proyectos de gas natural.

13. En las evaluaciones técnico-ambientales para el caso de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, fueron analizadas diferentes alternativas de configuración de ramales y de trazas propiamente dichas. Conviene recordar que se trata en este estudio de trazas indicativas pues la decisión final le corresponde al Concesionario luego de haber cumplido con los análisis técnico-económicos y ambientales respectivos.

- En el caso del mercado de Ica, éste sería abastecido en cualquiera de las alternativas estudiadas con un Ramal Regional Principal (RRP) de 96 km y 10” de diámetro⁵.

al final del período se tendría una potencia efectiva de origen térmico del 66%. Este panorama se daría teniendo como punto de partida que la potencia efectiva de origen térmico es del 40%; (ii) Escenario Térmico: si todo el crecimiento de la generación eléctrica futura fuera térmica, a base de gas natural, en el año 2027 se tendría una potencia efectiva de origen térmico del orden de 75%. En cualquiera de estos escenarios, la demanda de gas natural sería significativa: 800 MMPCD o más de 1 000 MMPCD, respectivamente.

⁵ El ramal podría tener una extensión al mercado de Nazca-Marcona con un ducto de 180 km y un diámetro de 10”, cuestión que no fue considerada en el análisis de prefactibilidad elaborado.

- En el caso del mercado de Junín, el gas natural podría llegar a través de dos alternativas de transporte. En la Alternativa 1, lo hace a través del RRP: Lurín-Tarma-La Oroya de 191 km de 12" y 45 km de 8", con o sin la extensión a la localidad de Huancayo. En la Alternativa 2, en cambio, recibe el gas natural con un RRP de 349 km de 10" y 31 km de 6" (con interconexión en el TTC, en la derivación de Ayacucho, km 277 desde Camisea), abasteciendo a las localidades de Huancayo, La Oroya y Tarma. Es importante destacar que el gasoducto de la Alternativa 2 recibiría el gas natural en el TTC, con mayor presión con respecto al punto de interconexión en Lurín (km 732 desde Camisea), punto propuesto en la Alternativa 1.
- Finalmente, (iii) el ramal del cual se abastecería a Ayacucho difiere en diámetro según se considere la Alternativa 1 (3") o Alternativa 2 (10"). La diferencia de diámetros es consecuencia de considerar que en la Alternativa 2 es necesario abastecer mercados aguas abajo de Ayacucho, es decir, el resto de la demanda de la Sierra Central, que generan la necesidad de aumentar la sección del gasoducto de derivación del TTC hasta Ayacucho a 10"

14. La evaluación técnico - económica concluye que la Alternativa 2 es la más conveniente para la provisión de gas natural a la Región Junín. Del análisis realizado aparece que es más razonable extender un ramal principal con derivación en Ayacucho, que abastecería a los mercados aguas abajo a los mercados de Huancayo, La Oroya y Tarma. Las razones de tipo técnico y económico son: (i) el mayor monto de inversión que resulta con la alternativa de la traza del ramal con derivación en Lurín, con dificultades de ingeniería significativas; (ii) las inversiones incrementales en unidades de bombeo que se requerirían en el TTC de Camisea con una anticipación de 3 años a lo que se requiere por la Alternativa 2 de derivación en Ayacucho, (iii) el mayor riesgo que ocasiona el depender de la entrega de gas natural en la punta final de un sistema (732 km desde el yacimiento hasta Lurín) contra un punto intermedio a menor distancia del yacimiento (277 km).

15. En el caso de la Región Cusco, se han revisados diferentes alternativas; aquella retenida en este estudio corresponde a un Ramal Regional Principal (RRP) para abastecer a los distintos nodos de demanda del proyecto (Cusco y Cachimayo; Quillabamba; Combapata) que se interconecta en Kepashiato (km 126) al gasoducto Principal de Camisea. Adicionalmente se debe construir una derivación de 37 km para el mercado de Quillabamba a partir del km 88 de este RRP; la ruta indicativa del gasoducto seguiría después de este punto un recorrido de 134 km hasta llegar a Cachimayo y un tramo adicional de 11 km más para llegar a la ciudad del Cusco. Finalmente, quedaría para más adelante alcanzar el mercado de Combapata para lo cual se necesitaría realizar una extensión de 110 km adicionales. Con esta extensión el total de gasoductos tendidos en la región del Cusco llegaría a un total de 343 km desde la desviación del TTC. Sin embargo, falta de demanda, la viabilidad económica del gasoducto al Cusco aun no ha sido demostrada.

16. Las unidades de negocio se diseñan en base a una serie de instrumentos y acciones que se engloban bajo una forma de tipo de organización del servicio que rescata principalmente el Marco Reglamentario vigente para la industria del gas natural, el principio de sustentabilidad y de economía de escala mínima del suministro y los objetivos básicos del proyecto. En ese sentido se llevó a cabo un estudio estratégico que incluye la estructura de la prestación y su grado de integración y segmentación, el tamaño de los negocios a dar en concesión, las exclusividades del negocio, el tipo de tarifas y la estructuración comercial del servicio, los roles de los actores, entre otros aspectos.

17. Para garantizar el desarrollo de un mercado incipiente y la penetración confiable y segura del gas natural se sugiere definir negocios de relativa magnitud para atraer operadores importantes que puedan cumplir con esos objetivos. A tal fin, se recomienda integrar los negocios de transporte y distribución de gas natural en una única unidad de prestación, con lo cual se podrán generar ahorros importantes en costos fijos de prestación, ya que los montos de los ingresos anuales (costo del servicio a recuperar por el concesionario anualmente) son muy bajos en el caso de la distribución, como para atraer operadores de envergadura.

18. En términos de la propiedad de las unidades de negocio a dar en concesión se propone mantener la ausencia de restricciones a la integración vertical-horizontal en la propiedad en las concesiones.

19. Se cree conveniente que se liciten al menos dos áreas de concesión, siendo la primera la que corresponde al conjunto de las regiones de Ica-Pisco y Ayacucho-Junín. Integrar estas regiones bajo una misma zona de prestación es razonable por las bondades que han sido expuestas en el Estudio de Prefactibilidad en términos de menores costos a los usuarios de la región Junín-Ayacucho (Alternativa 2).

20. La segunda área en concesión la constituye la Región Cusco, que al igual que las dos concesiones del punto anterior, presenta las particularidades de un proyecto “greenfield”, es decir negocios donde es necesario identificar la demanda potencial y desarrollar toda la infraestructura requerida para explotar comercialmente el negocio.

21. Este cuadro muestra los resultados de la evaluación económica: valores actualizados de los ingresos, los costos y de la diferencia entre ellos (VAN); adicionalmente se muestra la extensión de los Ramales Regionales Principales y los Ramales y Redes de Distribución, además de la cantidad estimada de usuarios del servicio de abastecimiento de gas natural.

Tabla 1: Resultados de la Evaluación Económica, Extensión de los Gasoductos y Número Estimado de Usuarios

<i>Regiones</i>	<i>Valores Actualizados (US\$ MM)</i>			<i>Usuarios</i>	<i>Extensión (km)</i>	
	<i>Beneficio (Ingresos - Costos)</i>	<i>Ingresos</i>	<i>Costos</i>		<i>RRP</i>	<i>RRD</i>
Ayacucho, Junín e Ica (Alt. 1)	339,4	822,9	483,5	59 732	354	691
Ayacucho, Junín e Ica (Alt. 1-A)	340,5	899,1	558,6	99 360	460	1061
Ayacucho, Junín e Ica (Alt. 2)	415,9	899,1	483,2	99 360	476	1069
Cusco + Cachimayo	89,7	199,5	109,8	37 665	233	362
Cusco + Cachimayo + Quillabamba	77,2	261,1	183,9	42 449	270	411

22. Como se puede apreciar en el cuadro anterior, la traza Alternativa 2 para el gasoducto que atenderá a los cerca de 100 000 usuarios en las Regiones Ayacucho, Junín e Ica es la más rentable con un VAN de US\$ 416 MM. Para la Región Cusco, la evaluación económica arroja un VAN de US\$ 90 MM (para la ciudad de Cusco y Cachimayo), pero si se quisiera extender el gasoducto a Quillabamba (y Combapata, eventualmente) se necesitaría que la inversión adicional en infraestructura no sea pagada por los usuarios existentes con tarifas más elevadas, sino que se financie a través de ingresos garantizados, esto a partir de la disponibilidad del canon gasífero que aumentará a partir del suministro de gas natural tanto en Cusco como en el resto de las regiones.

23. Se propone que los concesionarios tengan exclusividad en la extensión y abastecimiento dentro de su zona de distribución. Esta exclusividad involucra no sólo la prohibición de “by pass físico” (i.e. la tubería de propiedad del gran usuario construida para transportar el gas natural que ha comprado a terceros desde un sistema de transporte hasta su planta), teniendo siempre el usuario que pagar por la utilización del transporte dentro de la red de la concesionaria en la zona, sino también la exclusividad de provisión del servicio completo (reventa de gas natural y TTC, y uso de la red del concesionario) al mercado regulado de menores consumos (residenciales, comerciales, pequeñas industrias y gas natural vehicular o GNV); además de tener la prioridad sobre terceros en las extensiones dentro del área de la concesión.

24. Respecto al régimen de tarifas, hay dos conclusiones muy positivas que resultan de los Informes de Prefactibilidad, en términos de buscar racionalidad económica y potenciar la penetración del gas natural en las regiones.

25. La primera es estructurar las tarifas del TTC que revende el concesionario a sus clientes incorporando el factor distancia en reemplazo del sistema actual de “estampilla única”. El factor distancia refleja más adecuadamente los “drivers” de los costos del transporte, y se brindan los incentivos adecuados para la localización de actividades

productivas en las regiones. De hecho, cuanto más alejado esté el punto de entrega del punto de inyección, mayores son los costos de materiales (extensiones de tubería e instalación, bombeo, entre otros) y los de transporte del caudal de gas natural con esa infraestructura.

26. La segunda conclusión se refiere a las tarifas de distribución por Alta Presión (AP). En este aspecto se sugiere diseñar subzonas tarifarias dentro de la zona geográfica de la concesión, ya que para algunos casos (como el gasoducto de Ayacucho y Junín), las localidades están agrupadas en puntos al final del sistema, existiendo distancias considerables en el recorrido de la traza del gasoducto regional sin que se registren consumos. Diseñar una tarifa por zonas, tendría la ventaja de que localidades muy próximas al punto de entrega (PE) del TTC, podrían beneficiarse de una tarifa bastante más baja, sustancialmente diferente de la tarifa para aquellos consumidores ubicados en la punta del sistema, ya que el centro gravitacional de la demanda se ubica en estas últimas localidades.

27. Conviene señalar que la capacidad de algunos de los gasoductos regionales podrían superar el consumo agregado de las localidades a abastecerse inicialmente en la zona, a efectos de posibilitar en el futuro la extensión de ramales a localidades más alejadas. Este es el caso de Marcona. Por ejemplo, la tarifa nivelada de la Región Ica-Pisco se reduce a más de la mitad, si el Gobierno incluyera una garantía equivalente al ingreso que generaría la demanda de Marcona si esta ocurriera simultáneamente con la demanda de Ica-Pisco.

28. Los precios del petróleo en el mercado internacional han superado la barrera de los US\$ 65/bbl WTI y la demanda mundial continúa creciendo. En el Perú el impacto del alza de los precios del crudo y de los productos a nivel internacional ha sido casi enteramente transmitido a los consumidores; situación que facilita la introducción del gas natural y en cierta medida compensa el tamaño pequeño de los mercados en las regiones consideradas. Las empresas interesadas, luego de revisar los estudios, podrán decidir las rutas más eficientes para la construcción de los gasoductos (incluidos costos de capital y de operación necesarios a un manejo adecuado de los impactos socio-ambientales), fijar el calendario ajustado de ejecución, y sobre esta base preparar sus ofertas para participar la licitación

29. La estrategia para convocar a la licitación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural partió de una revisión de la demanda de las grandes industrias, y de las hipótesis de precio y costos usadas en los cálculos económicos de manera a asegurar la rentabilidad de los negocios a dar en concesión. En esta revisión se tuvo en cuenta las garantías requeridas y las condiciones de ejecución y operación que deberían ser ofrecidas como parte de la licitación. Con esta revisión se determinó la conveniencia de dar en concesión dos sistemas integrados: (i) Regiones Ica, Junín y Ayacucho y (ii) Región Cusco.

30. La evaluación efectuada de las condiciones que permiten crear negocios de una talla suficiente que balancean los riesgos y aseguran un mercado suficiente permite concluir que de inmediato se puede proceder a una primera licitación de los servicios de

suministro de gas a las regiones de Ica, Junín y Ayacucho bajo una sola concesión BOOT. De procederse así, la construcción de las obras permitiría en un plazo razonable de dos años tener el integro de estos sistemas de transporte y distribución de gas operativos al horizonte 2007.

31. Considerando que la demanda actual del Cusco incluye sólo a los sectores residenciales, comercial (turismo) e industrial (de sólo medianas y pequeñas empresas), es necesario que se garantice una demanda mínima para el concesionario, de tal modo que el gas natural no tenga problemas para competir con las energías alternas. La falta de un mercado industrial de grandes clientes obliga a recomendar que primero se asegure la demanda de gas de tres proyectos – la central térmica de Quillabamba, la planta de cemento y la conversión de la fábrica de Cachimayo – antes de lanzar la licitación, de manera a reducir a un nivel mas manejable la garantía de demanda sustentada en los ingresos del canon gasífero. Si bien los ingresos del Canon son por demás suficientes como para soportar esta garantía, es crítico tener asegurada una demanda mínima que reduzca la afectación que debería hacerse del Canon en casi la mitad. Sin la demanda asegurada de los proyectos indicados la región deberá garantizar al concesionario casi el integro de su facturación anual mínima equivalente a US\$ 20 millones por año. Con la demanda asegurada de estos proyectos la garantía se reduce a US\$ 10 millones, garantía que con una promoción de proyectos industriales en la región tendería a desaparecer en los años subsiguientes

32. Finalmente, en el aspecto institucional, es conveniente que se definan claramente los roles de los diferentes niveles de Gobierno involucrados en la implementación de los proyectos: Nacional, Regionales, Distritales. La acción de los gobiernos supone incluir el gas natural como energía vector en las regiones, a la vez de organizar y fomentar campañas de difusión del energético en el ámbito de las áreas de gobierno (funcionarios) y sociedad en general (cámaras, constructores, usuarios, etc.). La tarea de los ganadores de las concesiones sería favorecida por una buena coordinación entre estas autoridades.

1

Proyección de la Demanda de Gas Natural en las Regiones

Premisas Básicas para la Estimación de la Demanda

1.1 La proyección de la demanda de gas natural, para cada una de las regiones comprendidas en el Estudio, constituye una de las variables claves para la realización del análisis de prefactibilidad económica y financiera. Una mayor penetración de este nuevo energético en las matrices energéticas de las regiones mejorará obviamente los resultados en términos del costo del servicio y en términos de ganancias a la empresa concesionaria y a la sociedad en su conjunto.

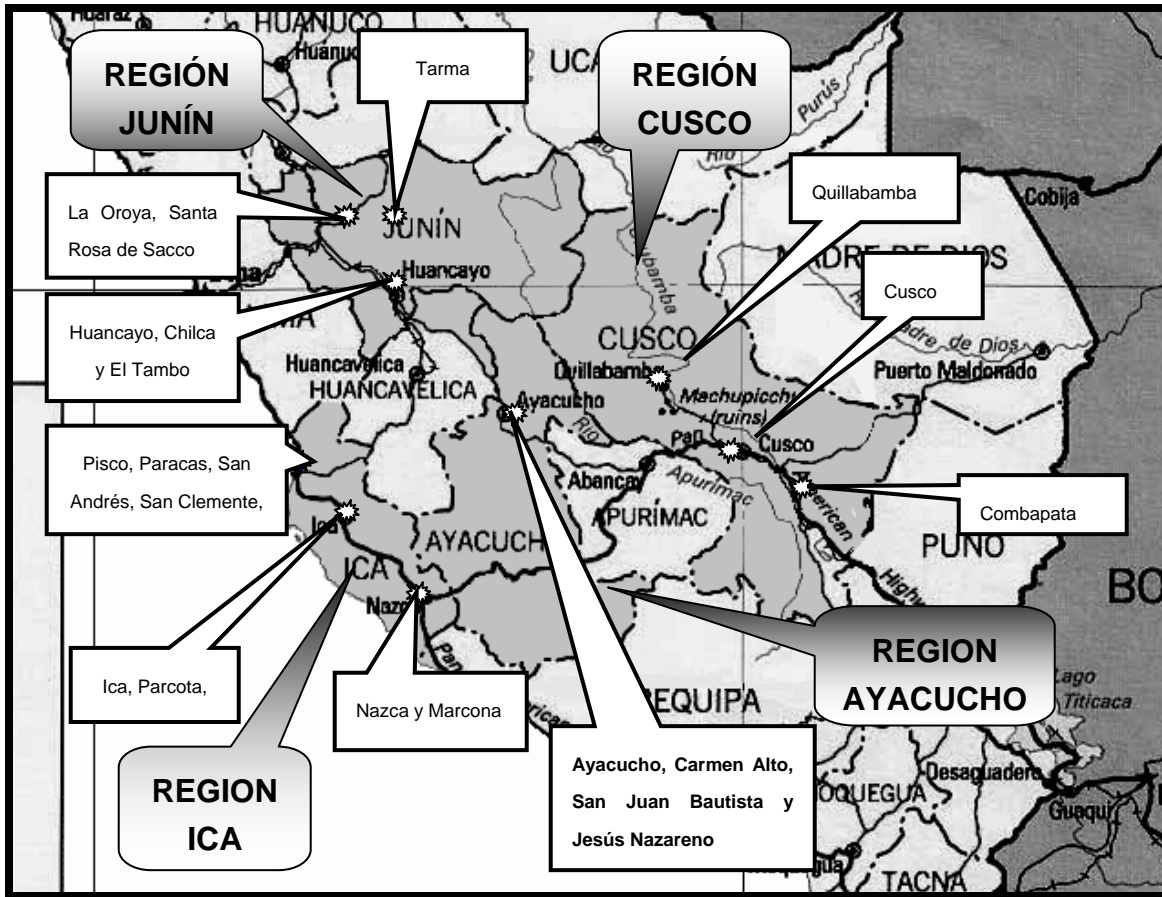
1.2 El período de análisis para las proyecciones de demanda abarcó el período 2005-2025. Las proyecciones se desarrollaron bajo tres escenarios: Pesimista (C-), Conservador (C) y Optimista (C+).

1.3 En el caso de la región de Ica, el estudio incluyó la estimación de las demandas en las localidades de Marcona y Nazca, como posibles mercados a abastecer en un futuro. Las proyecciones de estas localidades se muestran para efectos referenciales y para diseñar la sección del ramal regional desde Humay hasta Ica⁶. En el caso de la Región Cusco se incluyó de manera muy preliminar la estimación de la demanda en la localidad de Combapata (Provincia de Canchis), como posible mercado a abastecer en el futuro. Esta proyección se incluye en el sector de grandes clientes y se muestra también para efectos referenciales y para diseñar la sección del ramal regional, que eventualmente se construirá, desde el Cusco hasta Combapata⁷.

⁶ Tal como se señala en la sección de prefactibilidad financiera, el cálculo de la tarifa nivelada para la región de Ica-Pisco se reduce en US\$ 0,10/MMBTU si el Gobierno incluye una garantía equivalente al ingreso que generaría la demanda de Marcona si esta ocurriera simultáneamente con la demanda de Ica-Pisco.

⁷ El cálculo de la tarifa nivelada para la Región Cusco se reduce en US\$ 1,9/MMBTU si el gobierno incluye una garantía equivalente al ingreso que generaría la demanda de capacidad de clientes diferentes a los consumos de Cachimayo y Cusco

Figura 1.1: Regiones y Localidades en Estudio



1.4 Los sectores consumidores que se consideraron en el Estudio de Mercado de las regiones que sustituirán energéticos (ex. GLP, kerosene, residual, electricidad y otros) por gas natural se listan a continuación:

- Residencial
- Comercial y Pequeña Industria
- Gas Natural Vehicular (GNV)
- Grandes Clientes (Industrias y Generación Eléctrica)

1.5 Los informes de demanda elaborados por CCR-Macroconsult, bajo un contrato con R-G Consultores⁸, fueron la base utilizada para la proyección de las demandas de los sectores arriba mencionados.

⁸ “Demanda de gas natural para las zonas de La Oroya-Tarma-Huancayo, Ica-Pisco-Marcona y Ayacucho. 2004-2024”. Informe elaborado para R. García Consultores, Octubre de 2004; y “Demanda Potencial de Gas Natural para la Región Cusco (2005 – 2025)” Informe elaborado por R. García Consultores, Abril de 2005.

1.6 La estimación del consumo de los grandes clientes industriales se realizó en base a un estudio de campo que consistió en entrevistas personales con directivos de las industrias visitadas⁹. En las mismas pudo relevarse información base para cuantificar la demanda de energéticos potencialmente convertibles a gas natural que actualmente utilizan en sus procesos productivos, y de nuevos proyectos de procesos industriales que tienen en cartera los cuales utilizarían el gas natural; en el caso de las Regiones Ica, Junín y Ayacucho esto sucederá en poco tiempo. Con ello, pudo diseñarse diferentes escenarios de proyección de la demanda del sector que difieren, para cada industria, respecto a la velocidad de la conversión en el tiempo, y a la fecha de iniciación de los nuevos proyectos industriales a firme con demanda de gas natural.

1.7 La encuesta para las regiones de Ica y Junín se realizó en el mes de julio de 2004 cuando el precio del crudo WTI era de US\$ 38/bbl. En el caso de Cusco, la encuesta se realizó en el mes de Febrero de 2005 cuando el precio del crudo WTI era de US\$ 50/bbl. Los costos y beneficios (ej. ventajas en cuanto al almacenaje y menores costos operativos) fueron variables que se tuvieron en cuenta solo en términos cualitativos en el análisis y proyección de la demanda de Gas Natural. Es indudable que la demanda agregada de gas natural será función del precio del crudo y sus derivados, por lo cual se hicieron sensibilidades de las valuaciones económicas – sección 3.2.3- para diferentes escenarios del precio del crudo. Posteriormente para fines de comparación general se usó como referencia para los cálculos económicos precios de los energéticos basados en una hipótesis de US\$ 40 el barril de crudo WTI.

1.8 Con respecto a la probable demanda de gas natural en generación eléctrica, las consultoras CCR - Macroconsult, consideran un escenario con una central a gas natural localizada en la Región Ica, con una capacidad de 150 MW. La misma ha sido incorporada a la demanda proyectada para la región en dos de los escenarios como se explicará más adelante (Conservador y Optimista)¹⁰. Así mismo, las consultoras consideran un escenario con una Central Térmica a gas natural, localizada en Quillabamba con una potencia efectiva de 72 MW, más una ampliación de 50 MW en el año 2015, incorporada a la demanda proyectada de gas natural para la Región Cusco.

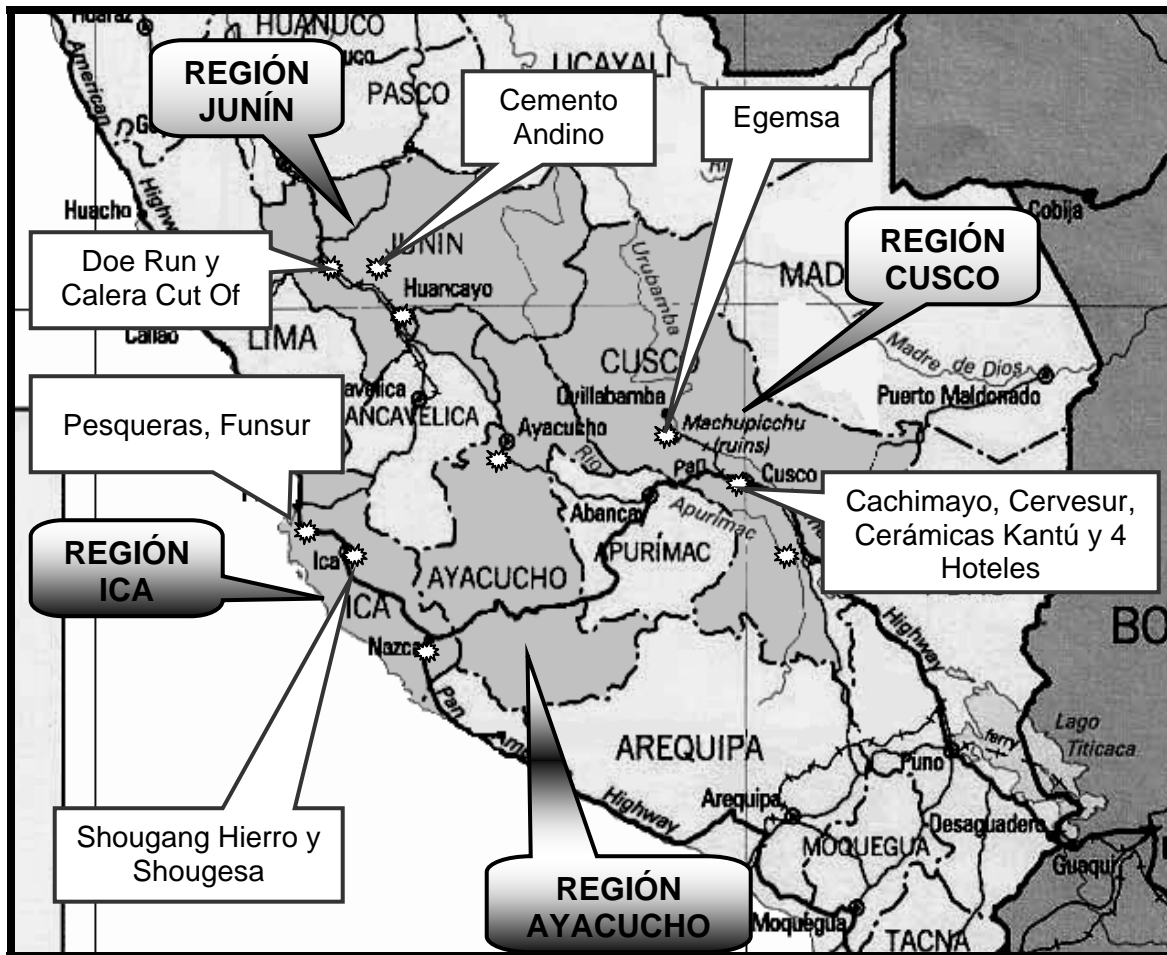
1.9 La demanda de energéticos a sustituir por gas natural en el sector de comercios y pequeña industria, está estimada del universo de usuarios con consumo de electricidad localizados en las zonas del estudio. En el caso de la Región Cusco del universo de usuarios relevados de la encuesta efectuada por CCR, se consideran a todos

⁹ 13 grandes industrias de La Oroya, Tarma, Pisco e Ica; en el Cusco: Cervesur, Cerámica Kantú, 4 Hoteles; Cachimayo: Planta de Nitratos de Yura S.A; Quillabamba: Empresa Energía Egemsa.

¹⁰ La elección de la fecha de ingreso de la nueva central térmica a gas natural en la Región Ica en el 2007-8 respondió a los siguientes motivos: a) El crecimiento de la demanda eléctrica y el modelo económico de despacho concluyen que es necesario el ingreso de una nueva central en dicho periodo; b) ProInversión ha manifestado su interés en promocionar el ingreso de nuevas centrales en Pisco como parte de la estrategia de concesión de la distribución de gas natural; c) Algunos operadores ya están realizando indagaciones sobre los requerimientos para la entrada.

ellos potenciales consumidores de gas natural para los proyectos. En adición, están los consumidores que actualmente no están conectados al servicio eléctrico, para ello se tomó como información de base los consumos promedio unitarios en energéticos a sustituir por gas natural (GLP, carbón, residual, etc.) que actualmente consumen y se hizo la proyección de las demandas potenciales asumiendo un factor de penetración en el tiempo, extrapolándose luego la composición del número de comercios e industrias pequeñas en el universo de la población.

Figura 1.2: Localización de las Principales Industrias en las Regiones en estudio



1.10 Si bien en el estudio de CCR-Macronconsult, la consultora efectuó estimaciones de la demanda residencial, R. García Consultores creyó conveniente aplicar un modelo alternativo para la estimación de esta demanda de este sector, el cual incorpora el efecto

potencial del uso de la calefacción¹¹, en especial en las zonas de montaña abarcadas por los proyectos Junín - Ayacucho y Cusco.

1.11 Con respecto a la demanda de GNV, se efectuó proyecciones¹² basadas, en el número de unidades del parque vehicular de las respectivas regiones, además de factores tales como la ubicación relativa de las ciudades, actividad predominante, cercanía con otras localidades, tipo y flujo de tránsito. De todas maneras, vale aclarar que la demanda de GNV incluida en la evaluación económica - financiera, incorpora únicamente el consumo proyectado del parque automotor de las localidades consideradas con potencial para el desarrollo del GNV¹³.

1.12 Para las Regiones Ica, Junín y Ayacucho, se han considerado en el análisis, tres escenarios posibles de demanda: (1) Optimista, (2) Conservador, y (3) Pesimista. A continuación se presentan las características de estos tres escenarios. A los efectos de su identificación en las Tablas de Demanda, se usan las siguientes siglas:

- Conservador: (C)
- Pesimista (C-)
- Optimista (C+)

1.13 Es necesario notar que la metodología utilizada por CCR-Macroconsult para proyectar la demanda de gas natural en las regiones hace que los escenarios planteados se diferencien en realidad por:

- a) +/- tasas de crecimiento de la economía
- b) adelantamiento, incorporación o no de demanda térmica eléctrica
- c) mayor despacho de plantas térmicas
- d) mayor escala de nuevos proyectos productivos intensivos en gas natural,
- e) mayor uso en calefacción para el sector residencial.

Cabe resaltar respecto a este último punto, tal como se verá más adelante, que el efecto calefacción tiene una repercusión muy importante en el sector residencial llegando inclusive a triplicar en algunas regiones la demanda total de dicho sector sin calefacción.

¹¹ “Estimación alternativa de la demanda de gas natural residencial para las zonas de La Oroya-Tarma-Huancayo, Ica-Pisco-Marcona, y Ayacucho”, incorporado al Informe Final Estudio de Mercado. Octubre de 2004

¹² “Estimación de la Demanda de GNV”, incorporado al Informe Final Estudio de Mercado. Octubre de 2004 para Junín e Ica y el Informe Final Estudio de Mercado. Abril de 2005 para el Cusco.

¹³ Localidades consideradas: Huancayo, Ica, Pisco y Cusco.

Tabla 1.1: Caracterización de los Escenarios de Demanda para las Regiones Ica, Junín y Ayacucho

Tipo de Usuario	Criterio	Escenarios		
		C+	C	C-
Principales clientes		Hierro esponja : 20 MMPCD	Hierro esponja : 15 MMPCD	No hay planta de Hierro Esponja
	Proyectos de Inversión	Factor de planta de Shougesa: 50% - 30%	Factor de planta de Shougesa: 40% - 70%	Factor de planta de Shougesa: 30% - 70%
		Año ingreso nueva CT Pisco: 2007	Año ingreso nueva CT Pisco: 2007	Nueva CT no se localiza en Pisco
	Tasas de crecimiento	Tasas a largo plazo más 0,5%	Tasas a largo plazo ^a	Tasas a largo plazo menos 1%
Comercios y pequeñas industrias	Crecimiento de la zona	Tasas PBI a largo plazo más 0,5%	Tasas PBI a largo plazo ^b	Tasas PBI a largo plazo menos 1%
Residenciales	Efecto calefacción	Con efecto calefacción en el 100% de los usuarios conectados	Con efecto calefacción en un % de los usuarios conectados	Sin efecto calefacción
GVN	% parque automotor con consumo de gasolina	Escenario único de penetración		

^a El crecimiento de la demanda de GN de los principales clientes se explica, básicamente, por la secuencia anual de los años de inicio de la conversión de sus sistemas de operación a GN. En el año 2005 sólo se tendría el consumo de Funsur y Aceros Arequipa (localizados en la zona de Pisco) que asciende a 2 MMPCD. Asumiendo que el GN llegue a Ica, Pisco y Marcona en el año 2006, la demanda de GN es de 31 MMPCD considerando un escenario conservador. Entre 2006 y 2010, la demanda potencial continúa creciendo pero a tasas superiores a 30% para luego desacelerarse y situarse en tasas promedio anual de 3% entre los años 2010 y 2020.

^b El crecimiento de la demanda de GN de los comercios y pequeñas industrias es determinado por la evolución del PBI de la zona geográfica, el año de llegada de GN a las zonas de estudio y el ritmo de penetración en el mercado.

1.14 En el caso de la Región Cusco, en base a estudios de CCR - Macroconsult, para el análisis de prefactibilidad se han considerado tres escenarios posibles de demanda para dimensionar la infraestructura de provisión del servicio:

- Escenario I : Cusco y Cachimayo
- Escenario II : Cusco, Cachimayo y Quillabamba
- Escenario III : Cusco, Cachimayo, Quillabamba y Combapata

**Tabla 1.2: Escenarios de Demanda y posibles Infraestructuras para la Región Cusco
(Monto de infraestructura: III >II >I)**

<i>Demandas</i>	<i>Escenario Infraestructura</i>		
	<i>I</i>	<i>II</i>	<i>III</i>
Cusco + Cachimayo (D1)	D1	D1	D1
		+	+
Quillabamba (D2)		D2	D2
			+
Combapata (D3)			D3

Resultados

Proyecciones de los Consumos de Gas Natural

1.15 Conforme los supuestos desarrollados en la anterior sección, a continuación se presentan las estimaciones de demanda para las Regiones Junín, Ica y Ayacucho, para el escenario conservador, y para tres momentos del período analizado: (i) Inicio (2007), (ii) Medio (2015), y (iii) Fin del Período (2025).

1.16 Como factor relevante se observa que en las Regiones Ica y Junín, la demanda de grandes clientes concentra entre el 93% y 90% respectivamente, de la demanda proyectada del escenario conservador para esas regiones, tomando como referencia el año 2025. Asimismo para resaltar, en la Región Ica, la demanda de la generación eléctrica representará 35% del total de la demanda de grandes clientes. En la Región Ayacucho, en cambio, no se han identificado consumos potenciales de grandes clientes. La demanda de esta región está conformada por los consumos de los clientes residenciales, comercios y pequeñas industrias.

1.17 En lo que respecta al mercado de GNV, éste será más importante en la Región Junín (el principal centro es Huancayo), pero también estará presente en Ica. En las estimaciones de GNV sólo se han identificado las que surgen del consumo del parque automotor de cada zona de influencia. El consumo potencial en las regiones será mayor en la medida que se considere el tránsito de automotores entre estos mercados y la Región Lima que concentra aproximadamente el 65% del parque automotor del país

1.18 La inclusión del efecto calefacción en el sector residencial produce un incremento muy importante en la demanda total de dicho sector para todas las regiones, tal

es así que tomando como referencia el año 2025, la demanda residencial con calefacción representa el 227% de la demanda residencial “base”.

1.19 En la Tabla 1.7 se muestra la demanda de gas natural para las regiones Junín, Ica y Ayacucho; en los tres escenarios planteados y para los años 2007, 2015 y 2025.

Tabla 1.3: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Región Junín

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	18,4	35,2	47,3	
	% sobre Total (Resid. Base)	97%	90%	90%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,1	1,4	2,1	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	3%	4%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,3	1,9	2,4	
	% sobre Total (Resid. Base)	2%	5%	5%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,1	0,6	0,9
		% sobre Total (Resid. Base)	1%	2%	2%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,4	1,9	2,7
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	2%	5%	5%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>19,0</i>	<i>39,1</i>	<i>52,7</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>19,2</i>	<i>40,3</i>	<i>54,5</i>	

Tabla 1.4: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador - Región Ica (excluido Nazca/Marcona)

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	15,1	44,0	58,6	
	% sobre Total (Resid. Base)	97%	93%	93%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	2,0	2,0	3,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	4%	5%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,1	0,8	0,1	
	% sobre Total (Resid. Base)	-	-	-	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,2	0,5	0,6
		% sobre Total (Resid. Base)	1%	1%	1%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,2	0,6	0,9
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	1%	1%	1%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>15,6</i>	<i>47,2</i>	<i>63,3</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>15,7</i>	<i>47,4</i>	<i>63,5</i>	

Tabla 1.5: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Región Ayacucho

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	-	-	-	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,0	0,4	0,6	
	% sobre Total (Resid. Base)	41%	69%	70%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	-	-	-	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,0	0,2	0,3
		% sobre Total (Resid. Base)	59%	31%	30%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,1	0,4	0,5
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	75%	49%	48%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>0,1</i>	<i>0,6</i>	<i>0,9</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>0,1</i>	<i>0,8</i>	<i>1,1</i>	

Tabla 1.6: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Regiones Ica, Junín y Ayacucho

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	33,5	79,1	106,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	97%	91%	91%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,3	3,7	5,6	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	4%	5%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,4	2,7	3,4	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	3%	3%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,3	1,3	1,8
		% sobre Total (Resid. Base)	1%	1%	2%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,7	2,9	4,1
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	2%	3%	3%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>34,6</i>	<i>86,9</i>	<i>116,8</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>35,0</i>	<i>88,5</i>	<i>119,2</i>	

1.20 El proyecto de tendido de ramales de gas natural a las localidades abarcadas en el Análisis de Prefactibilidad Económico-Financiera (excluidas Nazca y Macona) permitirá abastecer en el año horizonte (2025) una demanda promedio anual de

aproximadamente 120 MMPCD en el escenario conservador. Para ese mismo año, puede observarse que la Región Ica concentrará el 53% de la demanda total de las regiones, seguida por la Región Junín que explicará el 46%. Asimismo, vale notar que los escenarios optimistas y pesimistas de demanda están entre un 20% por encima y un 40% por debajo, respectivamente del nivel proyectado para el escenario conservador. Los escenarios muestran además la demanda proyectada de gas natural para las localidades de Nazca y Marcona¹⁴, la cual está conformada principalmente por dos grandes clientes industriales.

Tabla 1.7: Proyección de la Demanda Total en Todos los Escenarios – Regiones Ica, Junín y Ayacucho (en MMPCD)

<i>Región</i>	<i>2007</i>			<i>2015</i>			<i>2025</i>		
	<i>C-</i>	<i>C</i>	<i>C+</i>	<i>C-</i>	<i>C</i>	<i>C+</i>	<i>C-</i>	<i>C</i>	<i>C+</i>
La Oroya	7,3	7,5	7,7	19,2	21,5	22,8	23,5	28,9	32,2
Tarma	10,6	11,0	11,2	12,6	14,2	15,2	15,5	19,1	21,4
Huancayo	0,5	0,7	1,1	3,5	4,7	6,2	4,8	6,4	8,7
<i>Subtotal Región Junín</i>	<i>18,4</i>	<i>19,2</i>	<i>19,9</i>	<i>35,4</i>	<i>40,3</i>	<i>44,2</i>	<i>43,8</i>	<i>54,5</i>	<i>62,3</i>
Pisco	14,9	15,3	27,6	17,1	45,8	53,8	19,2	61,3	74,7
Ica	0,3	0,4	1,4	1,4	1,6	4,6	1,9	2,2	6,4
<i>Subtotal Región Ica</i>	<i>15,2</i>	<i>15,7</i>	<i>29,0</i>	<i>18,5</i>	<i>47,4</i>	<i>58,4</i>	<i>21,1</i>	<i>63,5</i>	<i>81,1</i>
Ayacucho	0,1	0,1	0,2	0,5	0,8	1,1	0,8	1,1	1,6
<i>Subtotal Región Ayacucho</i>	<i>0,1</i>	<i>0,1</i>	<i>0,2</i>	<i>0,5</i>	<i>0,8</i>	<i>1,1</i>	<i>0,8</i>	<i>1,1</i>	<i>1,6</i>
<i>Total</i>	<i>33,6</i>	<i>35,0</i>	<i>49,1</i>	<i>54,4</i>	<i>88,5</i>	<i>103,7</i>	<i>65,7</i>	<i>119,2</i>	<i>145,0</i>
Marcona	17,5	20,1	22,5	20,1	25,2	29,5	23,8	30,9	34,8
Nazca	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,4
<i>Total</i>	<i>51,3</i>	<i>55,2</i>	<i>71,7</i>	<i>74,7</i>	<i>113,9</i>	<i>133,4</i>	<i>89,8</i>	<i>150,4</i>	<i>180,1</i>

¹⁴ Como se explicara más arriba, la demanda de estos distritos no fue incluida en los análisis subsiguientes.

Tabla 1.8: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor en Escenario Conservador – Localidades de Nazca y Marcona

		<i>Sector</i>	<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>
Grandes usuarios		Consumo en MMPCD	20,1	25,0	30,7
		% sobre Total (Resid. Base)	99%	99%	98%
Comercial y pequeña industria		Consumo en MMPCD	0,1	0,3	0,4
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	1%	1%
GNV		Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,0	0,1	0,1
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,0	0,1	0,1
		% sobre Total (resid. Δ Calef.)	0%	0%	0%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>			<i>20,2</i>	<i>25,4</i>	<i>31,2</i>
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>			<i>20,2</i>	<i>25,4</i>	<i>31,2</i>

1.21 Para el caso de la Región Cusco, en la Tabla 1.13 se presentan las estimaciones de demanda de gas natural para las localidades de Cusco, Quillabamba, Cachimayo y Combapata, y para tres momentos del período analizado: (i) Inicio (2007), (ii) Medio (2015), y (iii) Fin del Período (2025). La proyección al 2007 presupone que decisiones de inversión importantes hayan sido tomadas para efectivizar estos proyectos. Como factor relevante se observa que en las localidades de la región, la demanda de grandes clientes concentra entre el 98% y 90% de la demanda proyectada del escenario conservador para esas regiones, tomando como referencia los años 2007 y 2025, respectivamente. Asimismo, cabe resaltar que en la localidad de Quillabamba, la demanda de la generación eléctrica representa casi el 100% del total de la demanda de esa localidad.

1.22 En la localidad de Cusco, a falta de consumidores industriales, son más relevantes los consumos de los clientes comerciales y pequeñas industrias, seguidos por los consumos residenciales. Respecto de este último segmento, al igual que en las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, el efecto calefacción será muy importante ya que su consideración casi triplicaría la demanda original de gas natural del sector en la Región Cusco.

1.23 En lo que respecta al mercado de GNV será más importante en la localidad de Cusco (principal centro de la región).

Tabla 1.9: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor– Cusco Ciudad

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	0,3	0,4	0,5	
	% sobre Total (Resid. Base)	50%	13%	13%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,1	1,4	2,1	
	% sobre Total (Resid. Base)	19%	54%	56%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,1	0,4	0,5	
	% sobre Total (Resid. Base)	10%	14%	13%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,1	0,5	0,7
		% sobre Total (Resid. Base)	20%	18%	18%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,3	1,4	2,0
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	42%	39%	39%
<i>Total (Considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>0,5</i>	<i>2,6</i>	<i>3,7</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>0,7</i>	<i>3,5</i>	<i>5,0</i>	

Tabla 1.10: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor - Cachimayo

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	5,8	7,3	9,9	
	% sobre Total (Resid. Base)	100%	100%	100%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	0%	0%	0%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>5,8</i>	<i>7,3</i>	<i>9,9</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>5,8</i>	<i>7,3</i>	<i>9,9</i>	

Tabla 1.11: Proyección de la Demanda por Sector Consumidor - Quillabamba

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	8,2	16,6	22,1	
	% sobre Total (Resid. Base)	100%	99%	99%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,0	0,1	0,1	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	1%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,0	0,0	0,0	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,0	0,1	0,1
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	0%	0%
	Δ Calef.	Consumo en MMPCD	0,0	0,1	0,1
		% sobre Total (Resid. Δ Calef)	0%	0%	0%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>8,2</i>	<i>16,7</i>	<i>22,3</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>8,2</i>	<i>16,7</i>	<i>22,3</i>	

1.24 Para las localidades abarcadas en el análisis de Prefactibilidad Económico-Financiero para la Región Cusco (excluida Combapata), el gasoducto permitiría abastecer al año (2025) una demanda promedio anual de aproximadamente 37,2 MMPCD en el escenario conservador de CCR-Macroconsult. Para ese mismo año, puede observarse que el consumo de la planta de generación eléctrica de Quillabamba concentra el 60% de la demanda total de las localidades, seguido por Cachimayo con 26% y finalmente Cusco que explica el 14% restante de la demanda de la región.

Tabla 1.12: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor en Escenario II - Región Cusco (Cusco, Cachimayo y Quillabamba)

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes Usuarios	Consumo en MMPCD	14,3	24,3	32,5	
	% sobre Total (Resid. Base)	98%	91%	90%	
Comercial y Pequeña Industria	Consumo en MMPCD	0,1	1,5	2,2	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	6%	6%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,1	0,4	0,5	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	1%	1%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,1	0,5	0,8
		% sobre Total (Resid. Base)	0%	2%	2%
	ΔCalef.	Consumo en MMPCD	0,3	1,4	2,1
		% sobre Total (Resid. ΔCalef)	2%	5%	6%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>14,5</i>	<i>26,7</i>	<i>35,9</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>14,8</i>	<i>27,6</i>	<i>37,2</i>	

1.25 A continuación se muestra la demanda sumando el consumo de la localidad de Combapata explicada por proyectos de grandes clientes industriales cuya ejecución no está aún definida. La demanda de estos distritos no fue incluida en los análisis subsiguientes.

Tabla 1.13: Proyección de la Demanda Total por Sector Consumidor – Región Cusco (Cusco, Cachimayo, Quillabamba y Combapata)

<i>Sector</i>		<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>	
Grandes usuarios	Consumo en MMPCD	14,3	43,5	59,3	
	% sobre Total (Resid. Base)	98%	95%	95%	
Comercial y pequeña industria	Consumo en MMPCD	0,1	1,5	2,2	
	% sobre Total (Resid. Base)	1%	3%	4%	
GNV	Consumo en MMPCD	0,1	0,4	0,5	
	% sobre Total (Resid. Base)	0%	1%	1%	
Residencial	Base	Consumo en MMPCD	0,1	0,5	0,8
		% sobre Total (Resid. Base)	1%	1%	1%
	ΔCalef.	Consumo en MMPCD	0,3	1,4	2,1
		% sobre Total (Resid. ΔCalef)	2%	3%	3%
<i>Total (considerando la demanda residencial Base)</i>		<i>14,5</i>	<i>45,9</i>	<i>62,8</i>	
<i>Total (considerando la demanda residencial con calefacción)</i>		<i>14,8</i>	<i>46,8</i>	<i>64</i>	

1.26 La tabla siguiente sintetiza los volúmenes de gas natural proyectados para los tres escenarios de abastecimiento de demanda en la Región Cusco.

Tabla 1.14: Proyección de la Demanda Total en los Tres Escenarios de Aprovechamiento – Región Cusco (en MMPCD)

<i>Escenarios Demanda</i>	<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>
Cusco + Cachimayo	6,5	10,9	14,9
Cusco + Cachimayo + Quillabamba	14,8	27,6	37,2
Cusco + Cachimayo + Quillabamba + Combapata	14,8	46,8	64,0

Proyecciones de los Usuarios de Gas Natural

1.27 Los usuarios proyectados por sector consumidor y por región se muestran en la tabla 1.15. Los usuarios conectados en el sector residencial surgen del escenario de penetración de viviendas determinadas en el Informe Final de Demanda¹⁵. En el caso de las proyecciones de usuarios de GNV, surgen de los gasocentros proyectados en las diferentes localidades¹⁶. Las estimaciones de usuarios para las restantes categorías de consumidores surgen del Estudio de Demanda de CCR-Macroconsult.

¹⁵ “Estimación alternativa de la demanda de gas natural residencial para las zonas de La Oroya-Tarma-Huancayo, Ica-Pisco-Marcona y Ayacucho” preparado por R. García Consultores, Octubre de 2004.

¹⁶ “Estimación de la Demanda de GNV”, preparado por R. García Consultores, Octubre de 2004.

Tabla 1.15: Proyección de Usuarios por Región y Sector Consumidor - Regiones Ica, Junín, Ayacucho y Localidades de Marcona y Nazca

<i>Región</i>	<i>Sector consumidor</i>	<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>
Junín	Residencial	7 819	34 010	48 959
	Comercial y peq. industrias	27	332	498
	Grandes usuarios	3	3	3
	GNV	2	9	12
	<i>Total Región</i>	<i>7 851</i>	<i>34 353</i>	<i>49 472</i>
Ica	Residencial	8 687	24 934	34 684
	Comercial y peq. industrias	63	634	961
	Grandes usuarios	10	11	11
	GNV	1	5	5
	<i>Total Región</i>	<i>8 761</i>	<i>25 584</i>	<i>35 661</i>
Ayacucho	Residencial	2 208	9 602	13 823
	Comercial y peq. industrias	29	269	403
	Grandes usuarios	0	0	0
	GNV	0	0	0
	<i>Total Región</i>	<i>2 237</i>	<i>9 871</i>	<i>14 226</i>
<i>Total</i>	<i>Residencial</i>	<i>18 714</i>	<i>68 546</i>	<i>97 466</i>
	<i>Comercial y peq. industrias</i>	<i>119</i>	<i>1 235</i>	<i>1 862</i>
	<i>Grandes usuarios</i>	<i>13</i>	<i>14</i>	<i>14</i>
	<i>GNV</i>	<i>3</i>	<i>14</i>	<i>17</i>
	<i>Total Región</i>	<i>18 849</i>	<i>69 809</i>	<i>99 359</i>
Marcona y Nazca	Residencial	1 077	3 092	4 301
	Comercial y peq. industrias	83	140	182
	Grandes usuarios	2	2	2
	GNV	0	0	0
	<i>Total Región</i>	<i>1 162</i>	<i>3 233</i>	<i>4 484</i>
<i>Total General (Ica, Junín, Ayacucho, Marcona, Nazca)</i>	<i>Residencial</i>	<i>19 791</i>	<i>71 638</i>	<i>101 767</i>
	<i>Comercial y peq. industrias</i>	<i>202</i>	<i>1 374</i>	<i>2 044</i>
	<i>Grandes usuarios</i>	<i>15</i>	<i>16</i>	<i>16</i>
	<i>GNV</i>	<i>3</i>	<i>14</i>	<i>17</i>
	<i>Total Región</i>	<i>20 011</i>	<i>73 042</i>	<i>103 843</i>

Tabla 1.16: Proyección de Usuarios por Región y Sector Consumidor - Región Cusco

<i>Sector</i>	<i>2007</i>	<i>2015</i>	<i>2025</i>
Residencial	6 533	28 413	40 903
Comercial y peq. industrias	78	1 045	1 532
Grandes usuarios	11	11	11
GNV	0	3	3
<i>Total Región</i>	<i>6 622</i>	<i>29 472</i>	<i>42 449</i>

Conclusiones de la Demanda Proyectada para las Regiones

1.28 La demanda actual y potencial de gas natural en las regiones se explican sobre todo por el consumo de los grandes clientes industriales en sus proyectos de sustitución y/o sus proyectos nuevos. Estos clientes son, en total, sólo 24 de los cuales 11 pertenecen al Cusco. Los clientes industriales representan alrededor del 90% del consumo total de las regiones analizadas para el año 2025. Hay tres factores importantes que deben resaltarse respecto de la demanda proyectada de este sector:

- Un nivel alto de los precios de los energéticos que se consumen en este sector, es un factor o “driver” muy positivo que potenciará obviamente la demanda de gas natural; una excepción a notar es la industria en Cachimayo – Cusco, cuya planta de Nitratos, sustituirá la energía eléctrica que tiene un precio diferente no dependiente directamente del precio del crudo.
- Los pronósticos de la demanda de gas natural de este sector estarán influenciados por los riesgos que se produzcan y los desfases/retrasos en el tiempo de las conversiones y en la construcción de los nuevos proyectos.
- En el Caso de la Región Cusco la demanda proyectada de grandes clientes será fuertemente dependiente de un único usuario (Nitratos de Cachimayo), el cual concentra 2/3 de la demanda del nodo Cusco (Cusco + Cachimayo)

1.29 De concretarse el proyecto de la nueva central eléctrica a gas natural a localizarse en la Región Ica, la misma tendrá un peso importante en la demanda de la región (35% sobre el total). Así mismo, en el caso de la nueva central eléctrica a gas natural a localizarse en Quillabamba, esta también tiene un peso importante en la demanda de la región (35% sobre el total de Cusco + Cachimayo + Quillabamba al horizonte 2015).

1.30 El uso potencial de GNV es modesto, a diferencia del mercado de Lima que detenta el 65% del parque automotor nacional. De todas maneras, su potenciación dependerá de que el tránsito entre Lima y estas regiones, intensifique el uso del GNV en el corredor Lima-Ica. En el caso de las ciudades de Huancayo y Cusco se observó un potencial mercado cautivo.

1.31 La importancia de las demandas de los sectores comercial y pequeña industria es de escasa gravitación en el total, a pesar de las importantes actividades relacionadas con el turismo en la ciudad del Cusco, pero que requieren de un minucioso estudio de campo para su mejor cuantificación.

1.32 La demanda del sector residencial, si bien resulta poco significativa en términos de volúmenes en el total, incorpora un importante número de pobladores (clientes conectados) al servicio (más de 100 000 en el caso de las Regiones Ica, Junín y Ayacucho; y más de 40,000 en la Región Cusco, al año 2025), y representa una mejora sustancial en la calidad de vida, pudiendo la sociedad consumir un energético más barato, e incluso consumiendo otras necesidades actualmente insatisfechas (ej. calefacción en la región de montaña).

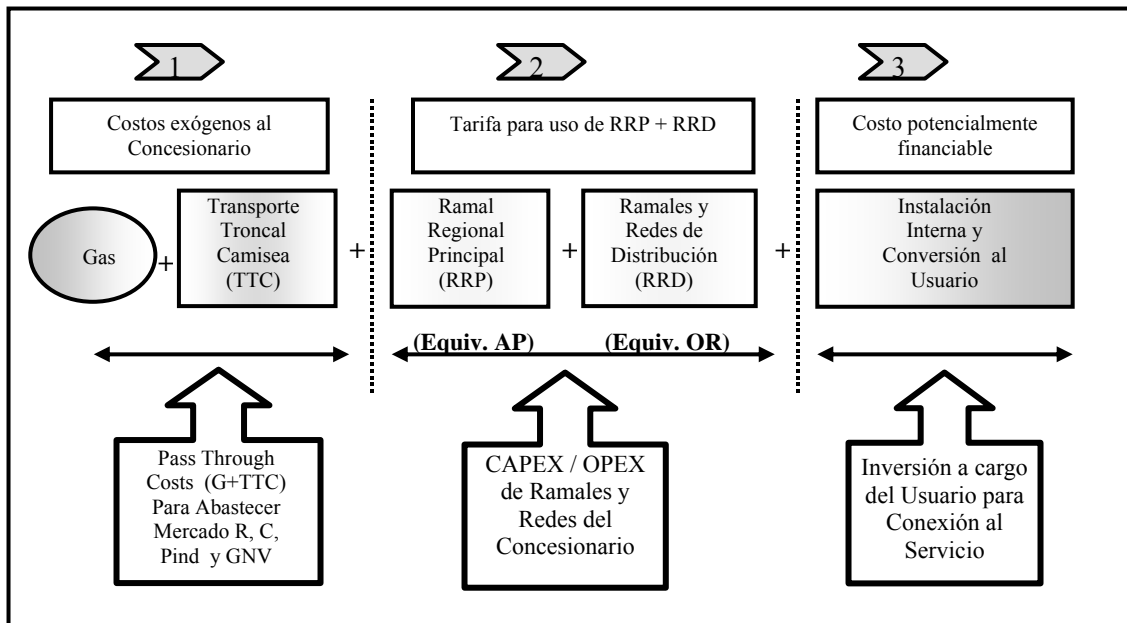
2

Costos del Abastecimiento de Gas Natural en las Regiones

Estructura del Costo de Abastecimiento al Usuario Final

2.1 El costo de abastecimiento del gas natural en las regiones supone sumar los costos por actividad o segmento que intervienen en la cadena del valor desde la boca de los pozos de producción hasta la entrega del gas natural en la boca del consumo del Usuario (residencial, comercios, pequeñas industrias, GNV, grandes clientes). En el siguiente diagrama se esquematiza cómo se estructura la prestación del servicio del gas natural en las regiones, en base a lo cual se ha realizado la evaluación económica y financiera de los nuevos negocios, que serán motivo de concesiones para la prestación de los servicios de gas natural.

Figura 2.1: Composición de los costos de prestación del suministro de gas natural al interior del Perú



2.2 Sintéticamente, el costo de servicio de las nuevas concesiones regionales estará conformado por los costos de inversión (CAPEX) y de operación, mantenimiento, administración y comercialización (OPEX), asociados a la prestación del servicio del gas natural (Etapa 2).

- CAPEX: las empresas tendrán a su cargo la ejecución de las inversiones en la infraestructura de los Ramales Regionales Principales (RRP), y Ramales y Redes de Distribución (RRD). El CAPEX incluye el costo de los ramales de distribución de media (20 - 15 bar) y baja presión (4 bar) y las acometidas de los servicios
- OPEX: los concesionarios para la explotación comercial de sus negocios, enfrentarán costos de operación y mantenimiento de los ramales, a lo que habrá que adicionar los costos de administración y comercialización del gas natural hasta el usuario final.

2.3 En el diagrama también hemos identificado bajo la Etapa 1, aquellos costos exógenos al comportamiento de los nuevos concesionarios de las regiones. Entre estos costos están el precio del gas natural en boca de pozo y el transporte hasta el punto de interconexión de los nuevos ramales regionales con el punto de intersección con el Transporte Troncal de Camisea (TTC). Estos costos serán trasladados por el concesionario a los usuarios, bajo un procedimiento denominado “pass-through” del costo del gas natural y de la tarifa de transporte aprobado regulatoriamente. Estos usuarios, como se explicará más adelante en la sección financiera, son aquellos que comprarán el servicio a los nuevos concesionarios en forma empaquetada, incluyendo: el precio del gas natural, tarifa TTC y las tarifas por el uso de la RRP y RRD.¹⁷

2.4 Para completar el costo de servicio que deberá enfrentar el usuario final, es necesario sumar aquellos costos (Etapa 3) que deberá asumir cada uno de los consumidores en forma directa para poder tener acceso al servicio. Estos costos comprenden inversiones en instalación interna, conversión de procesos y de artefactos a gas natural.

Diseños Técnicos de los Proyectos Regionales de Provisión de Gas Natural

Ramales Regionales Principales (RRP)

2.5 En el estudio técnico respectivo¹⁸ las trazas tentativas de los ramales regionales para el abastecimiento de las localidades en estudio fueron analizadas desde el

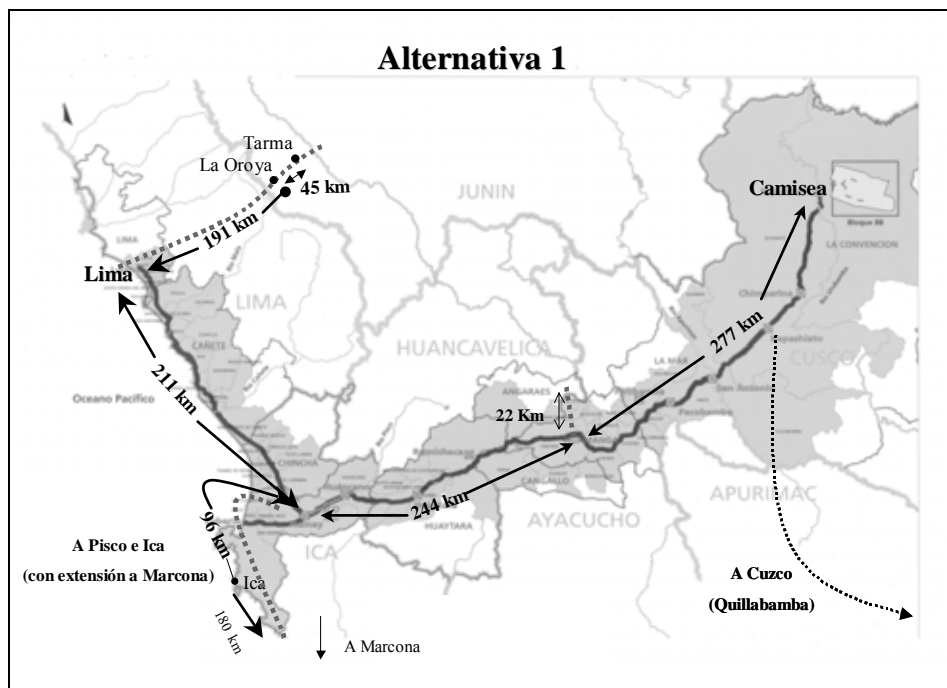
¹⁷ En el caso del Cusco comprende todas las categorías excluida la de grandes clientes que comprarán el gas natural y transporte por su cuenta.

¹⁸ “Informes de Bases de Diseño y Estudios Hidráulicos de la Extensión de Tuberías de Gas Natural al Interior del Perú, Octubre de 2004”, e “Informes de Bases de Diseño y Estudios Hidráulicos de la Extensión de Tuberías de Gas Natural al Interior del Perú”, Abril 2005.

punto de vista de diseño¹⁹, construcción, impacto ambiental preliminar y estudios hidráulicos. Así se identificó la traza tentativa del ramal regional para las Regiones Ica y Cusco y dos trazas alternativas para el abastecimiento de las regiones Ayacucho y Junín, identificadas como Alternativas 1 y 2.

2.6 En las Figuras 2.2 y 2.3 se identifican las trazas tentativas (Alternativas 1 y 2, respectivamente) que siguen los ramales principales (RRP) para abastecer a Ayacucho y Junín, los cuales se interconectarán con el TTC de Camisea en diferentes puntos de derivación a lo largo del mismo; y en la Figura 2.4 se presenta, en forma de esquema, el Ramal Regional Principal (RRP) para abastecer a los distintos nodos de demanda de la Región Cusco (Cusco + Cachimayo; Quillabamba; Combapata).

Figura 2.2: Traza de los RRP para la Alternativa 1 – Regiones Junín y Ayacucho



¹⁹ El diseño técnico de los RRP (longitudes y diámetros), surge de los resultados contenidos en los Estudios Hidráulicos elaborados por Intec-Arcan, en donde se configuraron los ramales principales en función de los caudales proyectados para el periodo 2005-2025, considerando: i) El Estudio de Mercado para las regiones de Ayacucho, Junín, Ica y Cusco. ii) Las demandas provistas por Proinversión para las regiones de Lima y Cusco. iii) Las presiones garantizadas en el TTC, que deben satisfacerse en el tiempo (provistas por Proinversión).

Figura 2.3: Traza de los RRP para la Alternativa 2 – Regiones Junín y Ayacucho

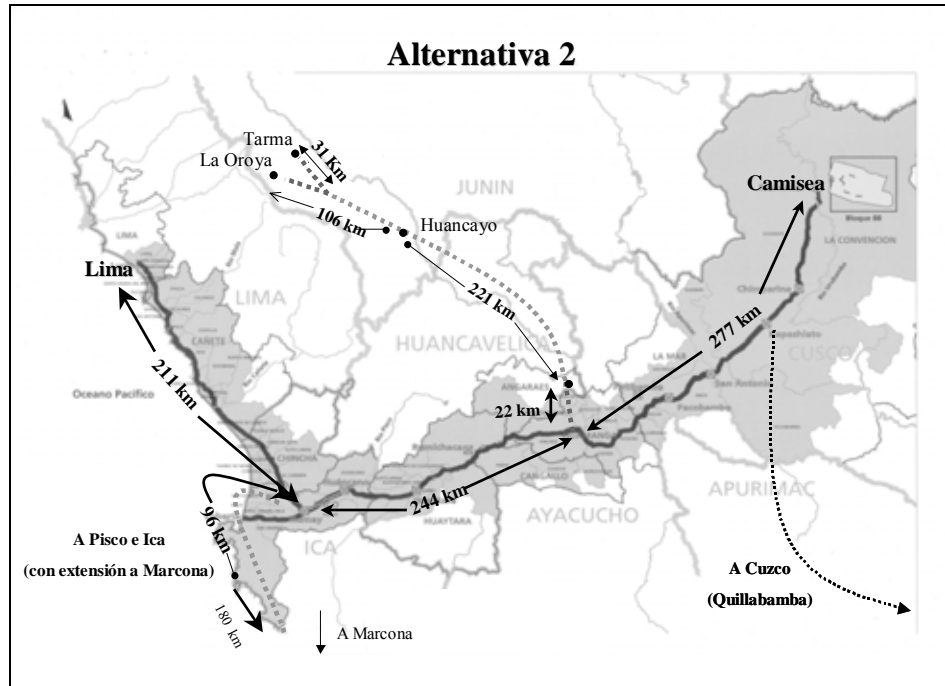
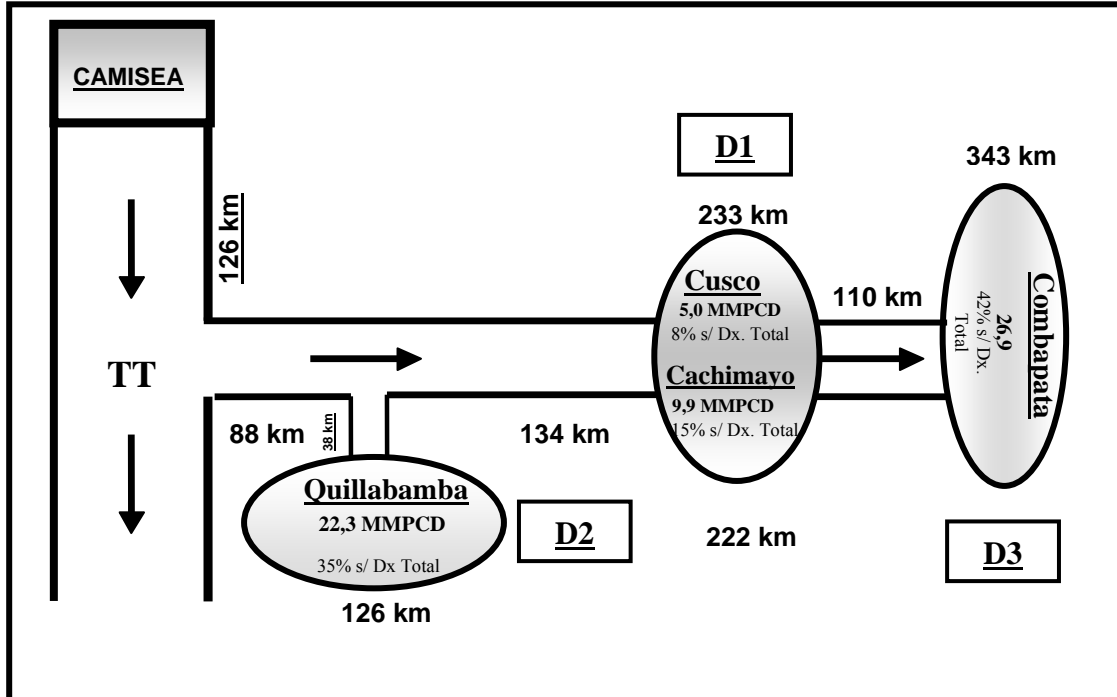


Figura 2.4: Esquema de Traza del Ramal Regional Principal – Región Cusco



2.7 A continuación se detalla la configuración de los RRP por regiones, considerando las alternativas arriba mencionadas para Junín y Ayacucho; y las trazas identificadas para Ica y Cusco.

RRP Región Ica

Descripción del Trazado

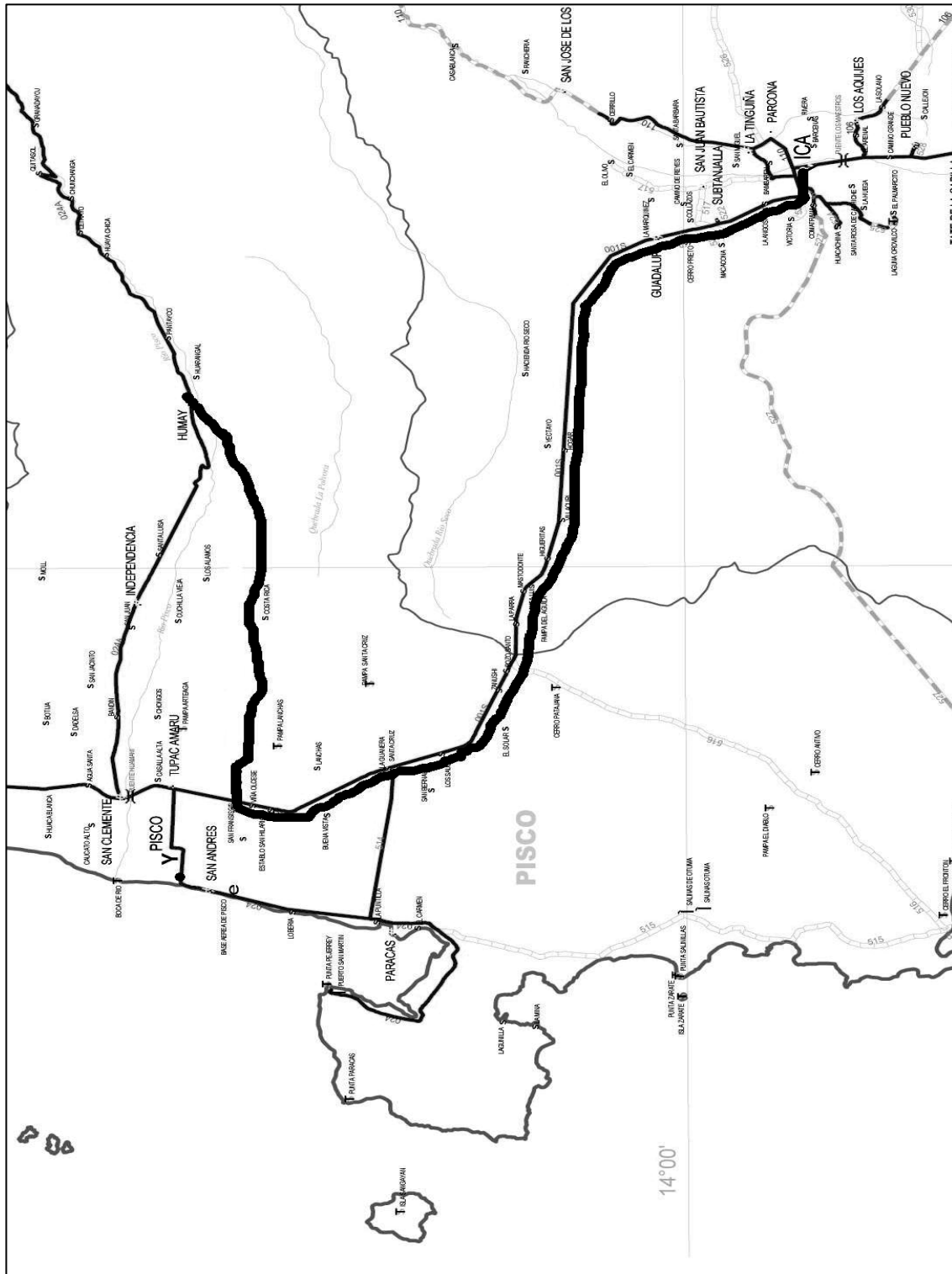
2.8 El mercado de la Región Ica sería abastecido mediante un RRP de 96 km de longitud y 10” de diámetro²⁰, en cualquier traza considerada (Alternativa 1 ó 2). En la evaluación de este tramo se ha considerado conveniente aprovechar 30 km de picada (zona de construcción) de un gasoducto existente, con punto de inicio en la Trampa de “Scraper” del Gasoducto de Camisea hasta la intersección con la vía Panamericana Sur.

2.9 El corredor creado por dicho ramal conduce en dirección a la localidad de Pisco, desembocando en las cercanías de las industrias de acero ubicadas sobre la Panamericana Sur. Se ha evaluado que esta zona sería la más conveniente para la instalación del “City Gate” Pisco; mientras que la traza continúa hacia Ica en forma paralela a la Panamericana Sur por la servidumbre vial.

2.10 El terreno se presenta como desértico, con arenas gruesas y médanos movedizos, situación que puede complicar la construcción de la zanja por la inestabilidad de sus taludes. En la figura 2.5 se muestra la traza del RRP de la Región Ica.

²⁰ “Bases de Diseño N° 81041030-00-000-MDG-1002 Rev. A”, Planos de Trazado Escala 1:25000 (cantidad: 7) y Planos Típicos (cantidad: 8), Octubre de 2004. El ramal podría tener una extensión al mercado de Nazca-Marcona con un ducto de 180 km y un diámetro de 10”, cuestión que no fue considerada en el análisis de prefactibilidad elaborado. Sin embargo, vale aclarar que la sección del gasoducto desde Humay hasta Ica incluye la demanda proyectada de capacidad de los mercados de Nazca-Marcona.

Figura 2.5: Traza de los RRP para la Región Ica



Estudio Ambiental Preliminar

2.11 Este estudio comprende el análisis ambiental y social preliminar de las zonas de afectación de los trazos mencionados en función de la determinación de los sitios ambientales críticos y de las comunidades potencialmente afectadas; dando lugar al grado de viabilidad del desarrollo del proyecto.

2.12 La primera etapa del proceso incluyó el trabajo de análisis sobre material cartográfico con el objetivo de evaluar alternativas posibles. La cartografía fue obtenida del Instituto Geográfico Nacional (IGN) consistente en cartas topográficas con base aerofotogramétrica y digitalizadas en 3D, a escala 1:100,000. Luego se procedió a una campaña de 20 días de trabajos en el terreno facilitados por los contactos con los Gobiernos regionales. En esta campaña se recorrieron cada una de las zonas objeto del estudio y se evaluaron las condiciones ambientales, técnicas y económicas que hicieran factible el desarrollo del proyecto. En una segunda etapa corresponderá realizar el análisis de micro rutas necesarios para optimizar los trazados.

2.13 En los puntos relevantes se tomaron se tomaron coordenadas geográficas UTM con Geoposicionador Satelital que permitieron su correlación con las áreas evaluadas sobre las cartas del IGN.

2.14 Se tuvieron en cuenta como parte de las condiciones ambientales la presencia de restos arqueológicos, riesgos potenciales de erosión de suelos, deslizamientos, existencia tanto de endemismos en la fauna o flora como de especies en peligro de extinción, presencia de asentamientos de pobladores, grado de disturbio antrópico, uso del suelo, etc.

2.15 Con estos datos se realizó un análisis de aptitud ponderativa del trazado en funciones de los aspectos relevantes y su sensibilidad ambiental. Se estudiaron luego en mayor detalle las franjas más aceptables y se realizó un levantamiento fotográfico a lo largo de la traza de aquellas franjas más factibles de servir al desarrollo del proyecto.

2.16 La siguiente tabla muestra los resultados obtenidos para la Región Ica²¹:

²¹ “Estudio Ambiental Preliminar N° 81041030-00-000-IAG-1001 Rev. A.”, Octubre de 2004.

Tabla 2.1: Calificación ponderada de aspectos ambientales – Región Ica

<i>Aspectos Ambientales</i>	<i>Ponderación</i>	<i>Calificación</i>	<i>Cuantificación</i>
1.- Geología	5	100%	5,00%
2.- Suelos	5	70%	3,50%
3.- Hidrología superficial	9	100%	9,00%
4.- Vegetación	9	90%	8,10%
5.- Fauna	6	95%	5,70%
6.- Ecosistemas	11	95%	10,45%
7.- Áreas de conservación	11	100%	11,00%
8.- Clima	2	100%	2,00%
9.- Agricultura	4	90%	3,60%
10.- Forestación	3	80%	2,40%
11.- Recursos minerales	3	100%	3,00%
12.- Asentamientos Humanos	11	70%	7,70%
13.- Transporte	5	80%	4,00%
14.- Áreas recreativas, educativas y de culto	5	90%	4,50%
15.- Arqueología – Paleontología	11	100%	11,00%
TOTAL GENERAL	100		90,95%^b

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

^a <i>Calificación de Aspectos Ambientales</i>	<i>Sensibilidad Ambiental</i>	^b <i>Calificación Global (Total)</i>	<i>Viabilidad Ambiental del Proyecto</i>
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Estudio Hidráulico

2.17 Del estudio hidráulico global del sistema de transporte²², surge que el suministro de gas natural para la Región Ica puede llevarse a cabo hasta el año 2007; si bien para las localidades de Pisco e Ica (consideradas en forma independiente) se llegaría a años posteriores.

²² “Estudio Hidráulico N° 81041030-00-000-RTZ-1001 Rev. A”, Octubre de 2004.

2.18 Al año 2007, los valores de presión superan con holgada amplitud las presiones mínimas a garantizar no solamente en el “City Gate” de Lurín sino también en el resto de los puntos de derivación ubicados sobre el Gasoducto Camisea - Lima.

2.19 La provisión de gas natural continuará siendo viable hasta “casi” el año 2010 (reiterando que estamos analizando el sistema de transporte en su totalidad) donde se cumple con las presiones y caudales establecidos para todas las ciudades del sistema con excepción de Lima, donde se llega a una de presión de 38 bar en el “City Gate” de Lurín, valor ligeramente inferior a la presión de 40 bar a garantizar en ese punto.

2.20 Del análisis de lo citado precedentemente surge la necesidad de que para poder cumplir con la presión mínima a garantizar en el “City Gate” de Lurín, la presión en Humay debe ascender a valores muy superiores a la presión mínima de 65 bar a garantizar en ese punto.

Estimación de la Inversión

2.21 Basados en los estudios del trazado, de impacto ambiental preliminar, del estudio hidráulico y el de análisis de factibilidad técnico - constructiva, se ha realizado la estimación del costo industrial para la construcción del RRP en la Región Ica considerando un plazo tentativo de obra de 140 días corridos, incluyendo imprevistos:

Tabla 2.2: Estimación de la Inversión – Región Ica

<i>Concepto</i>	<i>Monto US\$</i>
Mano de obra directa	1 805 087
Mano de obra indirecta	178 123
Materiales e instalaciones de superficie	10 412 288
Equipos	1 579 800
Generales	1 067 380
<i>Total Costo Industrial</i>	<i>15 042 678</i>

Aspectos Relevantes

2.22 La traza elegida resultó viable desde el punto de vista ambiental, de diseño y factibilidad técnico - constructiva, destacándose los siguientes aspectos:

- La traza se desarrolla en todo su recorrido, paralela a corredores existentes como son la carretera Panamericana, el gasoducto existente y caminos internos, por lo que no se generan nuevas franjas de disturbio.
- No será necesario la construcción de nuevos caminos de acceso durante la etapa constructiva y operativa.
- Al desarrollarse dentro del circuito vial, prácticamente en todo su recorrido, los propietarios potencialmente afectados son mínimos y como

el corredor ya se encuentra disturbado, no se afectan zonas de endemismos faunísticos o florísticos.

- Prácticamente no se interfieren parcelas productivas privadas. No se interceptan áreas naturales protegidas, ni sitios de interés cultural o patrimonial. No se evidenciaron sitios arqueológicos o paleontológicos
- Es importante destacar que el RRP podría tener una extensión al mercado de Nazca - Marcona mediante un gasoducto de 180 km y 10” de diámetro, cuestión que no fue considerada en el análisis de prefactibilidad elaborado, sin embargo el diseño de la sección de la cañería desde Humay hasta Ica incluye la demanda proyectada de los mercados de Nazca y Marcona.
- La traza evaluada presenta en su mayor parte del recorrido Sensibilidad Ambiental Baja. Sin embargo, no debe descartarse la presencia de casos puntuales como las poblaciones afectadas durante la construcción de la obra, donde los riesgos de accidentes se incrementan en las zonas urbanas y la falta de información podría generar conflictos. Pero a su vez, la generación de empleo de mano de obra local y la reactivación comercial durante la etapa constructiva será un impacto positivo.
- Por otro lado, este proyecto generará la posibilidad de acceder a un recurso energético más económico y más limpio como es el gas natural y potenciará el crecimiento de nuevas áreas industriales.

RRP Región Junín – Alternativa 1

Descripción del Trazado

2.23 El mercado de Junín podría recibir el gas natural a través del RRP denominado Lurín-La Oroya-Tarma cuya longitud total es de 236 km: 191 km de 12”, 31 km de 10” y 14 km de 6”.²³ Este RRP fue diseñado para satisfacer la demanda de Huancayo pero no incluye la tubería de alimentación a dicha localidad.

- En el primer tramo del trazado se consideró la posibilidad de instalar el futuro ramal en forma paralela a uno existente que va desde el “City Gate” de Lurín hasta el cruce de la autopista Evitamiento con las vías del Ferrocarril Lima-La Oroya, en la idea de utilizar la zona de servidumbre o derecho de paso del mismo, pero el trabajo para el montaje de tuberías en esta zona presenta una alta complejidad.
- Para continuar con el trazado hacia La Oroya, desde el cruce de la mencionada vía Evitamiento con el Ferrocarril, se ocupará en un primer

²³ “Bases de Diseño N° 81041030-00-000-MDG-1001 Rev. A”, Planos de Trazado Escala 1:25000 (cantidad: 13) y Planos Típicos (cantidad: 8), Octubre de 2004.

tramo el espacio físico disponible del predio concesionado por la empresa ferroviaria. Esta modalidad de trabajo ya fue realizada por otra empresa constructora hacia el sector de Ventanillas. Los trabajos en este sector deberán estar coordinados con personal del Ferrocarril en el momento de concretarse la construcción. Los espacios reducidos que existen entre las vías del Ferrocarril y la línea municipal de construcción urbana hacen que determinados lugares presenten cierta complejidad para las actividades de montaje de la tubería, teniendo que realizarse ésta como un trabajo de montaje urbano, con avances restringidos y con adecuados recaudos en los temas relacionados con la seguridad por las cercanía de las vías del ferrocarril. Este tramo se desarrolla de la misma forma hasta la progresiva km 77+700, siendo aconsejable por las condiciones existentes adoptar una protección mecánica para la tubería o una tapada mayor que tentativamente podría tener 1,5 metros como mínimo. Los cruces que se presentan a lo largo de este tramo son del tipo convencional, es decir a cielo abierto o con el uso de equipo de perforación (tuneado), debiéndose considerar la posible existencia de roca al cruzar a una profundidad de 2 metros o mayor.

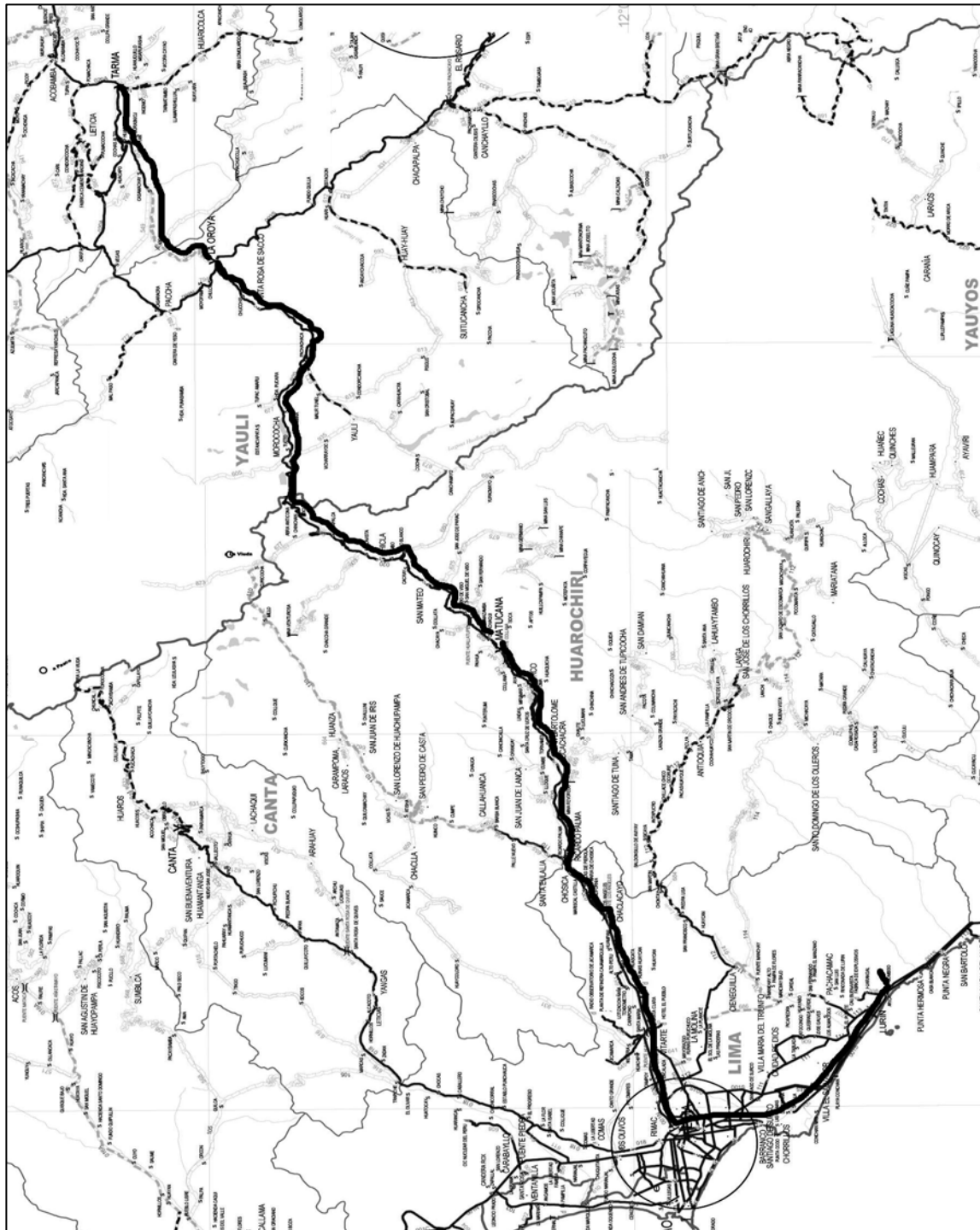
- En las proximidades de Los Ángeles (progresiva km 67+800), por limitación del espacio existente para el montaje continuo, el trazado cruza las vías férreas en dos oportunidades; los lugares seleccionados tentativamente permiten tal situación, continuando a partir de éstos con la línea de montaje del lado norte del ferrocarril. Después de las localidades de La Cantuta y Chosica el trazado se ubica en varias oportunidades, entre el asfalto y el cordón cuneta, que a modo de ejemplo se evidencia a partir de la progresiva km 77+800 en una longitud de aproximadamente 400 metros. Motiva tal situación, el poco espacio disponible en la zona.
- Desde la progresiva km 81+300 hasta la progresiva km 114+000, el trazado se ubica en el espacio existente entre el río Rimac y la Carretera Central, continuando por una calle de tierra y luego sobre una de las márgenes del río Rimac. En esta zona para dar mayor seguridad a la instalación será conveniente brindar una protección mecánica externa a la tubería, como ser revestida con hormigón. Se deberá tener en cuenta el mayor tiempo que demandará esta situación en la ejecución de los trabajos. El tramo del trazado donde estimativamente la tubería debe ser hormigonada se inicia en la progresiva km 85+000 hasta la progresiva km 91+150 aproximadamente.
- Desde la progresiva km 91+850 hasta la progresiva km 94+900 del trazado, el montaje de la tubería se estima deberá ser en las proximidades del cordón cuneta y desde la progresiva km 95+350 hasta la progresiva km 113+800, por el valle del río Rimac.

- Continuando el trazado hacia La Oroya, hasta la progresiva km 190+900, donde se prevé la instalación de la Estación de Regulación y Medición de La Oroya, se encuentra una continuidad de poblados, asentamientos humanos y comunidades que se ubican en general a ambos lados y en proximidades a la Carretera Central y al río Rimac. A modo de ejemplo, se pueden mencionar: Matucana, Huaripampa, Cacachaqui, Ocatapa, Tamboraque, etc. Asimismo, a orillas del río Rimac se ubican áreas de recreación y zonas de pequeñas parcelas de cultivo. A medida que se avanza hacia La Oroya, se asciende en altura y el valle se va encajonando, y comienzan los asentamientos de empresas mineras y sus poblados correspondientes. Las condiciones del trazado en este tramo son muy particulares dada la complejidad del terreno, teniéndose que atravesar sectores donde la tubería se deberá instalar en las proximidades del asfalto y cursos de agua, los cuales se cruzan en varias oportunidades, y donde en general el suelo es rocoso, tanto en los cruces, como en los lechos de río, presentando además laderas inestables. En muchos sectores de este trazado, habrá que utilizar tubería revestida con hormigón, en algunos lugares con contrapeso, en otros, con adecuada protección mecánica para su ubicación en zanja que deberá ser realizada utilizando equipos de perforación neumática o voladuras controladas, debiendo considerarse para estos casos el transporte de material fino para la tapada. En este tramo, este tipo de trabajo se deberá realizar en forma prácticamente constante, debido a la existencia de roca en zanja y de material fino para la tapada de la tubería.
- Desde la progresiva km 130+200, hasta la progresiva km 140+700, la falta de espacio físico obliga a abandonar el trazado paralelo a la carretera central, desviándose por la ladera del cerro para continuar por su dorsal (cresta). Una vez resuelto el sector con éste alejamiento, el trazado retorna a la Vía Central.
- Más adelante, en las progresiva km 147+100 y km 161+100, se cruzan dos zonas que presentan fallas geológicas, lugares en los cuales, en la etapa de la ingeniería de detalle, se deberán realizar estudios geológicos específicos que permitan determinar la adecuada ubicación del trazado y el consecuente procedimiento para la instalación de la tubería, teniendo en cuenta - en particular - la existencia en el área de laderas con alto riesgo de deslizamientos y elevada sensibilidad a la erosión.
- **Sector La Oroya** -En particular esta urbanización se encuentra enclavada entre cerros de laderas muy verticales y con roca inestable, con viviendas construidas a ambos lados del río y sobre las pendientes de las laderas que la rodean. Por consiguiente, la instalación de la tubería pasando por el casco urbano presenta serias complicaciones, siendo por razones de seguridad poco probable su ejecución. En consecuencia, a efectos de

evitar los inconvenientes del trazado dentro de la ciudad, resulta recomendable ingresar a la misma con baja presión, instalando en las afueras la Estación de Medición y Regulación de Presión.

- **Sector La Oroya-Tarma** A partir de la progresiva km 190+900 aproximadamente, el trazado continúa hacia la ciudad de Tarma por las altas cumbres ubicadas al norte de La Oroya. La geografía del terreno en este sector es más favorable para la instalación de la tubería, en relación a los anteriores, y donde la construcción puede realizarse con métodos y equipos convencionales. En su gran mayoría el trazado se desarrolla sobre lomadas suaves de pastizal natural, pasando en las cercanías de algunas comunidades pobladas.
- En las proximidades de Tarma, la floricultura y la horticultura son las actividades más desarrolladas, para lo cual el terreno ha sido modificado para conformar las llamadas terrazas de cultivos intensivos. Estas áreas deberán ser especialmente consideradas en los procedimientos constructivos y particularmente en su recomposición.
- En la progresiva km 222+140, se ha considerado la instalación de una derivación a un importante cliente como puede llegar a ser la cementera Cemento Andino. El trazado ha sido recorrido a pesar de estar fuera del alcance original. El terreno hacia la misma es de similares características que el del tramo antes mencionado. En la figura 2.6 se muestra la traza del RRP de la Región Junín, para la Alternativa 1.

Figura 2.6: Traza de los RRP para la Región Junín - Alternativa 1



Estudio Ambiental Preliminar

2.24 Dadas las diferencias ambientales entre el tramo Lurín – La Oroya con respecto al tramo La Oroya – Tarma, se decidió – usando la metodología explicada anteriormente - efectuar dos cuadros por separado sobre la aptitud ponderativa de los mismos²⁴:

Tabla 2.3: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo Lurín – La Oroya

<i>Aspectos Ambientales</i>	<i>Ponderación</i>	<i>Calificación^a</i>	<i>Cuantificación</i>
1.- Geología	8	70%	5,6%
2.- Suelos	9	60%	5,4%
3.- Hidrología superficial	8	60%	4,8%
4.- Vegetación	7	70%	4,9%
5.- Fauna	6	90%	5,4%
6.- Ecosistemas	6	90%	5,4%
7.- Áreas de conservación	9	100%	9,0%
8.- Clima	2	100%	2,0%
9.- Agricultura	5	70%	3,5%
10.- Forestación	3	80%	2,4%
11.- Recursos Minerales	3	90%	2,7%
12.- Asentamientos Humanos	11	60%	6,6%
13.- Transporte	7	60%	4,2%
14.- Áreas Recreativas, Educativas y de Culto	5	80%	4,0%
15.- Arqueología – Paleontología	11	100%	11,00%
<i>TOTAL GENERAL</i>	<i>100</i>		<i>76,90%^b</i>

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

24 “Estudio Ambiental Preliminar N° 81041030-00-000-IAG-1001 Rev A”, Octubre de 2004.

^a Calificación de Aspectos Ambientales	Sensibilidad Ambiental	^b Calificación Global (Total)	Viabilidad Ambiental del Proyecto
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Tabla 2.4: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo La Oroya - Tarma

Aspectos Ambientales	Ponderación	Calificación ^a	Cuantificación
1.- Geología	5	90%	4,50%
2.- Suelos	5	60%	3,00%
3.- Hidrología superficial	8	90%	7,20%
4.- Vegetación	9	70%	6,30%
5.- Fauna	6	90%	5,40%
6.- Ecosistemas	11	90%	9,90%
7.- Áreas de conservación	11	100%	11,00%
8.- Clima	2	100%	2,00%
9.- Agricultura	5	70%	3,50%
10.- Forestación	3	95%	2,85%
11.- Recursos Minerales	3	95%	2,85%
12.- Asentamientos Humanos	11	85%	9,35%
13.- Transporte	5	90%	4,50%
14.- Áreas Recreativas, Educativas y de Culto	5	90%	4,50%
15.- Arqueología – Paleontología	11	100%	11,00%
Total General	100		87,85%^b

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

^a Calificación de Aspectos Ambientales	Sensibilidad Ambiental	^b Calificación Global (Total)	Viabilidad Ambiental del Proyecto
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Estudio Hidráulico

2.25 Del estudio hidráulico global del sistema de transporte²⁵ se desprende que el suministro de gas puede llevarse a cabo hasta el año 2007, donde los valores de presión superan con amplitud las presiones mínimas a garantizar no solamente en el “City Gate” de Lurín sino también en el resto de los puntos de derivación ubicados sobre el Gasoducto Camisea – Lima.

2.26 La provisión de gas continuará siendo viable hasta el 2010, aunque con el inconveniente de tener que restringir el caudal de la ciudad de Lima a un valor equivalente al de los años 2007 y 2008 con el objeto de poder obtener en las localidades de La Oroya y Tarma una presión de aproximadamente 20 bar considerada razonable para el abastecimiento local industrial y de futuras extensiones de este Ramal de Distribución.

2.27 Asimismo, la viabilidad del sistema continuaría hasta el año 2010 aún restringiendo el caudal en la ciudad de Lima al año 2008, pero la diferencia con el caso anterior radica en que los valores de presión en las localidades de La Oroya y Tarma se reducen significativamente como para permitir el abastecimiento local industrial y futuras extensiones de este Ramal. Uno de los resultados que se desprende de todo lo expuesto es que a partir del 2010 los caudales requeridos no se podrían abastecer, puesto que esto impediría satisfacer la presión mínima de 40 bar a garantizar en el “City Gate” de Lurín.

Estimación de la Inversión

2.28 En base a los estudios del trazado, de impacto ambiental preliminar, al estudio hidráulico y al análisis de factibilidad técnico-constructiva, se ha estimado el costo industrial para la construcción del Ramal considerando un plazo tentativo de obra de 320 días corridos, incluyendo imprevistos:

Tabla 2.5: Estimación de la Inversión – Región Junín

<i>Concepto</i>	<i>Monto US\$</i>
Mano de Obra Directa	7 653 873
Mano de Obra Indirecta	403 467
Materiales e Instalaciones de Superficie	29 062 336
Equipos	8 410 340
Generales	8 277 290
<i>Total Costo Industrial</i>	<i>53 807 306</i>

Aspectos Relevantes

2.29 *El tramo Lurín – La Oroya* presenta una gran variedad de situaciones ambientales y sociales que fueron consideradas para su análisis de factibilidad ambiental.

²⁵ “Estudio Hidráulico N° 81041030-00-000-RTZ-1001 Rev. A”, Octubre de 2004.

La traza resulta ambientalmente viable pero con requerimientos de un mayor análisis de las variables más desfavorables:

- La necesidad de voladuras o tronaduras a lo largo de la traza, así como la importancia de las fallas geológicas por las que se pasará.
- Los suelos presentan riesgos de deslizamientos y erosión que en algunos casos son importantes, es por eso que se deberán analizar las estructuras de contención adecuadas a aplicar en cada caso. Por otro lado la predominancia de sustrato rocoso en gran parte del recorrido requerirá canteras para extracción de material fino, las cuales deberán ser analizadas en los próximos estudios.
- Los trabajos sobre el río Rímac merecen un análisis mayor dado que gran parte se desarrollará sobre el lecho rocoso de éste o en sus márgenes.
- En el caso de los asentamientos humanos será necesario un análisis más detallado de las zonas urbanas, peri-urbanas, poblados de las mineras, etc. que se encuentran a lo largo del trazado.
- La logística para la etapa constructiva es importante, dada la complejidad de los caminos, el espacio reducido del valle y la gran necesidad de transporte de todo tipo de materiales. Las vías de comunicación y transporte requieren un estudio y coordinación particular para disminuir las afectaciones durante la etapa constructiva dado que la Carretera Central es la principal vía de comunicación entre Lima, la Sierra y la Selva central, una de las regiones más ricas del Perú.
- El corredor utilizado para este trazado, al estar fuertemente modificado por la actividad antrópica, hace que no se afectan zonas de endemismos faunísticos o florísticos o áreas naturales protegidas.
- Debería ser analizada la alternativa de poder utilizar el gasoducto existente Lima – Callao, ya que de esta forma se evitaría la construcción de un nuevo gasoducto paralelo en una de las zonas más complejas como es el área urbana y peri urbana de la ciudad de Lima. De esta forma los trabajos constructivos se iniciarían en el cruce de la Av. Evitamiento y el Ferrocarril Central.

2.30 ***El Tramo La Oroya – Tarma*** se presenta como un proyecto viable con sensibilidad ambiental en general baja; sin embargo, no deben descartarse casos puntuales a tener en cuenta en futuros estudios en las proximidades a Tarma, como son los suelos, la vegetación natural y la agricultura. Este tramo corresponde a una región fuertemente minera donde la posibilidad de contar con gas propiciaría grandes cambios en su desarrollo. Uno de los principales problemas ambientales que presenta toda esta región es el alto nivel de contaminación, principalmente en la zona de La Oroya, por lo que el gas sería bien aceptado.

2.31 Dada la complejidad constructiva y ambiental detectada, no debería descartarse la posibilidad de análisis de rutas a La Oroya diferentes a la Alternativa 1.

RRP Región Ayacucho – Alternativa 1

Descripción del Trazado

2.31 El ramal de alimentación a la Región Ayacucho²⁶ difiere en el diámetro según se considere la Alternativa 1 (3”) o la Alternativa 2 (10”). La diferencia de diámetros es consecuencia de considerar que en la Alternativa 1 sólo se alimenta a la ciudad de Ayacucho, mientras que en la Alternativa 2 es necesario abastecer mercados ubicados aguas abajo de dicha ciudad (Huancayo, La Oroya, Tarma) que generan la necesidad de aumentar a 10” la sección de la tubería.

2.32 El trazado tiene su punto de inicio en las proximidades de la válvula de bloqueo VB N° 277, ubicada en la progresiva km 277 del gasoducto de Camisea a Lima, toma la dirección más recta posible hacia la ciudad de Ayacucho siguiendo las curvas de nivel en altura y pasando por la cima del Cerro Santa Trinidad hasta que encuentra una huella denominada camino de herradura, así continúa por dicha trocha hasta arribar al área evaluada como la más conveniente para la instalación del “City Gate” Ayacucho.

2.33 La extensión del trazado evaluado es de aproximadamente 22 km y el terreno se presenta sin aparente formación rocosa, con laderas relativamente suaves y con escasos cruces especiales. En el área atravesada predominan parajes no muy poblados, por ejemplo Uchuypampa, verificándose la existencia de caminos que servirían como accesos durante la construcción de la obra.

Estudio Ambiental Preliminar

2.34 El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos para la Región Ayacucho²⁷:

²⁶ “Bases de Diseño N° 81041030-00-000-MDG-1003 Rev. A”, Planos de Trazado Escala 1:25000 (cantidad : 2) y Planos Típicos (cantidad : 8), Octubre de 2004

²⁷ “Estudio Ambiental Preliminar N° 81041030-00-000-IAG-1002 Rev. A”, Octubre de 2004

Tabla 2.6: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales – Región Ayacucho

<i>Aspectos Ambientales</i>	<i>Ponderación</i>	<i>Calificación^a</i>	<i>Cuantificación</i>
1.- Geología	5	95%	4,75%
2.- Suelos	5	60%	3,00%
3.- Hidrología superficial	8	90%	7,20%
4.- Vegetación	9	60%	5,40%
5.- Fauna	6	90%	5,40%
6.- Ecosistemas	11	90%	9,90%
7.- Áreas de conservación	11	100%	11,00%
8.- Clima	2	100%	2,00%
9.- Agricultura	6	90%	5,40%
10.- Forestación	3	95%	2,85%
11.- Recursos Minerales	2	100%	2,00%
12.- Asentamientos Humanos	11	90%	9,90%
13.- Transporte	5	95%	4,75%
14.- Áreas Recreativas, Educativas y de Culto	5	100%	5,00%
15.- Arqueología - Paleontología	11	90%	9,90%
TOTAL GENERAL	100		88.45%^b

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

^a <i>Calificación de Aspectos Ambientales</i>	<i>Sensibilidad Ambiental</i>	^b <i>Calificación Global (Total)</i>	<i>Viabilidad Ambiental del Proyecto</i>
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Estudio Hidráulico

2.35 De acuerdo al estudio hidráulico global del sistema de transporte²⁸, el suministro de gas natural se puede llevar a cabo hasta el año 2025, donde los valores de presión superan con holgada amplitud las presiones mínimas a garantizar no solamente en

²⁸ “Estudio Hidráulico N° 81041030-00-000-RTZ-1001 Rev. A”, Octubre de 2004.

el “City Gate” de Lurín sino también en el resto de los puntos de derivación ubicados sobre el Gasoducto de Camisea a Lima.

2.36 Del análisis hidráulico también se desprende que para poder cumplir con la presión mínima a garantizar en el “City Gate” de Lurín, la presión en la válvula de bloqueo VB N° 277 ubicada en el Gasoducto Camisea, debería ascender a valores muy superiores a la presión mínima de 45 bar a garantizar en ese punto.

Estimación de la Inversión

2.37 En base a los estudios del trazado, de impacto ambiental preliminar, del estudio hidráulico y el de análisis de factibilidad técnico - constructivo, se ha realizado la estimación del costo industrial para la construcción del Ramal considerando un plazo tentativo de obra de 25 días corridos, incluyendo imprevistos:

Tabla 2.7: Estimación de la Inversión – Región Ayacucho

<i>Concepto</i>	<i>Monto US\$</i>
Mano de Obra Directa	259 167
Mano de Obra Indirecta	13 993
Materiales e Instalaciones de Superficie	963 374
Equipos	225 700
Generales	278 613
<i>Total Costo Industrial</i>	<i>1 740 847</i>

Aspectos Relevantes

2.38 Para el gasoducto que abastecería la ciudad de Ayacucho se determinaron los siguientes aspectos relevantes

- El tramo analizado resultó ambientalmente viable con sensibilidad ambiental en general baja. Sin embargo, no debe descartarse la presencia de los casos puntuales señalados a tener en cuenta en futuros estudios como son la erosión de suelos y la vegetación natural.
- Los suelos presentan riesgos de erosión, y por tal motivo deberá analizarse la construcción de bermas y/o estructuras de contención adecuadas y la conveniencia de realizar revegetación. Sin embargo, el trazado fue ubicado de tal forma que evita las quebradas profundas, con el objeto de disminuir el movimiento de suelos y por consiguiente el riesgo erosivo.
- Es importante destacar en este tramo la presencia de trochas o caminos, que si bien no se encuentran en buen estado, permiten el acceso a prácticamente todo el trazado. Esto es significativo, ya que no será necesaria la apertura de nuevos caminos para la logística durante la etapa constructiva y operativa.

- La principal actividad económica de la población de Ayacucho es la agropecuaria, sin embargo en la mayoría de los casos es una actividad de subsistencia y en ocasiones no reporta suficientes ingresos, por lo cual las actividades económicas se diversifican y en muchos casos se produce una migración temporal en busca de fuentes de trabajo. Los productos agropecuarios de la zona son comercializados en los mercados locales y ferias campesinas, siendo insuficientes para una comercialización extra regional. La posibilidad de contar con gas natural, podría ser un atractivo para el asentamiento de industrias y el desarrollo de pequeños emprendimientos, que comiencen a producir un cambio económico regional.
- La población con posibilidades de acceder al gas natural debería convertir previamente su sistema para poder consumir el mismo. Sin embargo el beneficio sería sustancial para la economía familiar ya que contaría con un recurso más económico y abriría posibilidades a una mejor calidad de vida. Así también, el turismo como un sector de potencial desarrollo podría contar con mejores servicios al contar con este nuevo recurso energético.

2.39 Más adelante se presentará la tabla 2.10 que resume las principales características evaluadas de los RRP considerados en la Alternativa 1

RRP Regiones Junín y Ayacucho – Alternativa 2

Descripción del Trazado

2.40 El suministro de gas natural para ambas regiones es factible por medio de un RRP de longitud igual a 380 km: 349 km de 10” y 31 km de 6” (con interconexión en TTC en un punto ubicado en la progresiva km 277 desde Camisea), abasteciendo a las localidades de Ayacucho, Huancayo, La Oroya y Tarma.²⁹

- El primer tramo del trazado de 22 km coincide con la descripción del trazado realizada para la Región Ayacucho. A partir del “City Gate” de Ayacucho, el trazado resulta interferido por varios caminos secundarios, la ruta asfaltada a Huanta y el río Huatata, en la desembocadura con el río Alameda. Luego, el trazado se ubica siguiendo las altas cumbres del cerro Uma Orcco, hasta llegar a la localidad de Compañía. Posteriormente el corredor elegido estaría ubicado entre el valle del río Cachi y el camino secundario que se extiende paralelo al mismo, hasta alcanzar el Fundo Cangari, y desde éste hasta el Fundo Iribamba, la situación se repite.

²⁹“Bases de Diseño N° 81041030-00-000-MDG-1004 Rev. A”, Planos de Trazado Escala 1:25000 (cantidad: 21) y Planos Típicos (cantidad: 8); Octubre de 2004.

- Desde el Fundo Iribamba hasta la localidad de Mayocc, el corredor se extiende por la Ruta 3, por el valle del río Huarpa y parte por la cima de la montaña. Desde Mayocc hacia Huancayo, se presentan dos posibles alternativas de trazado, una por la zona de las ciudades de Churcampa y Pampas, tramo verificado en toda su extensión que no resulta aconsejable, tanto por su mayor longitud como por los problemas y costos de montaje que serían de un valor muy superior a la otra alternativa, que se extiende por la zona denominada el Valle del Mantaro. Por tales motivos, desde Mayocc, ubicado a unos 53,5 km del “City Gate”, hasta la ciudad de Izcuchaca, distante de Mayocc a 104,5 km, el corredor se ubica en gran parte de su extensión por la servidumbre de la Ruta 3S, con posibilidad de ser pavimentada.
- Desde Izcuchaca hasta el “City Gate” de Huancayo el trazado se ubica por la cima de las montañas y luego por un camino secundario que quedó después de la pavimentación de la Ruta 3S. Dicha pavimentación va desde Huancayo hasta Izcuchaca, aproximadamente unos 65 km. Esta trocha atraviesa sectores cultivados pasibles de ser impactados en la etapa de construcción, motivo por el cual se deberá tener muy presente la recomposición inmediata de la zona. Siguiendo la dirección de esta trocha, que se deberá ensanchar en la etapa constructiva, el trazado se acerca a la zona de Chupuro, donde cruza el río Mantaro. Continúa por el valle de éste río y por calles paralelas llegamos al “City Gate” de Huancayo, con una progresiva acumulada de 221,5 km aproximadamente. Desde este punto, el corredor se ubica dentro de la servidumbre vial de la ruta con dirección a la ciudad de Jauja, del lado Oeste del río Mantaro.
- A la altura del puente Stuart, se cruzan la ruta y el río, para luego ascender y seguir por los cerros hasta las inmediaciones de La Oroya, progresiva aproximada de 327 km desde Ayacucho. En este sector se eligió un lugar tentativo para la ubicación del “City Gate” La Oroya, distante a 3,4 km de la planta de procesamiento de minerales de Doe Run.
- El trazado continúa luego hacia la fábrica de Cemento Andino, tramo final de 23 km que no presentaría mayores complicaciones constructivas, más que las comunes para este tipo de trabajo.

2.41 A continuación se presenta la traza del RRP para las Regiones Junín y Ayacucho, dividida en dos tramos:

Figura 2.7: Traza del RRP para las Regiones Junín y Ayacucho (Tramo Ayacucho – Mayoc – Izcuchaca) – Alternativa 2

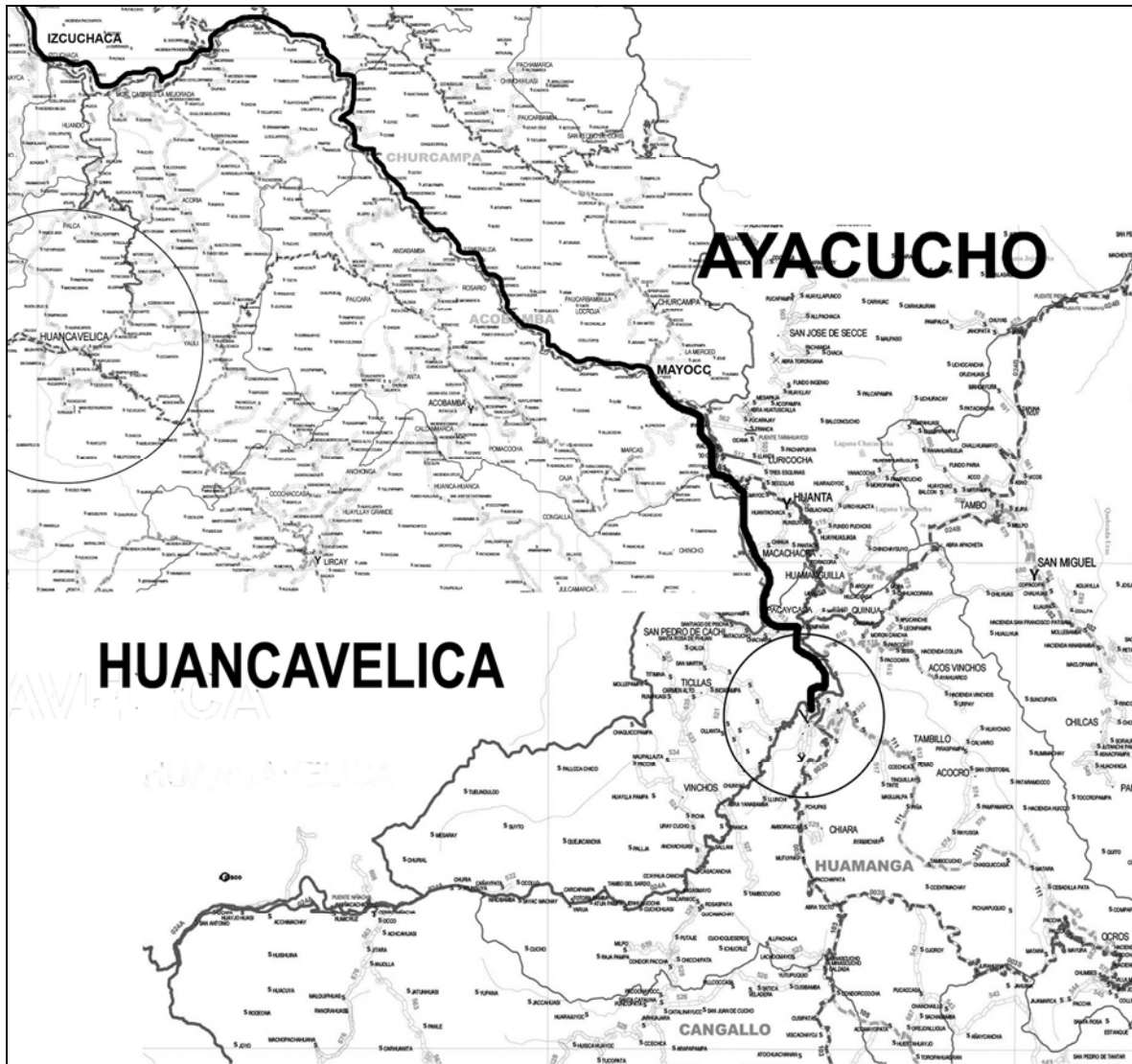
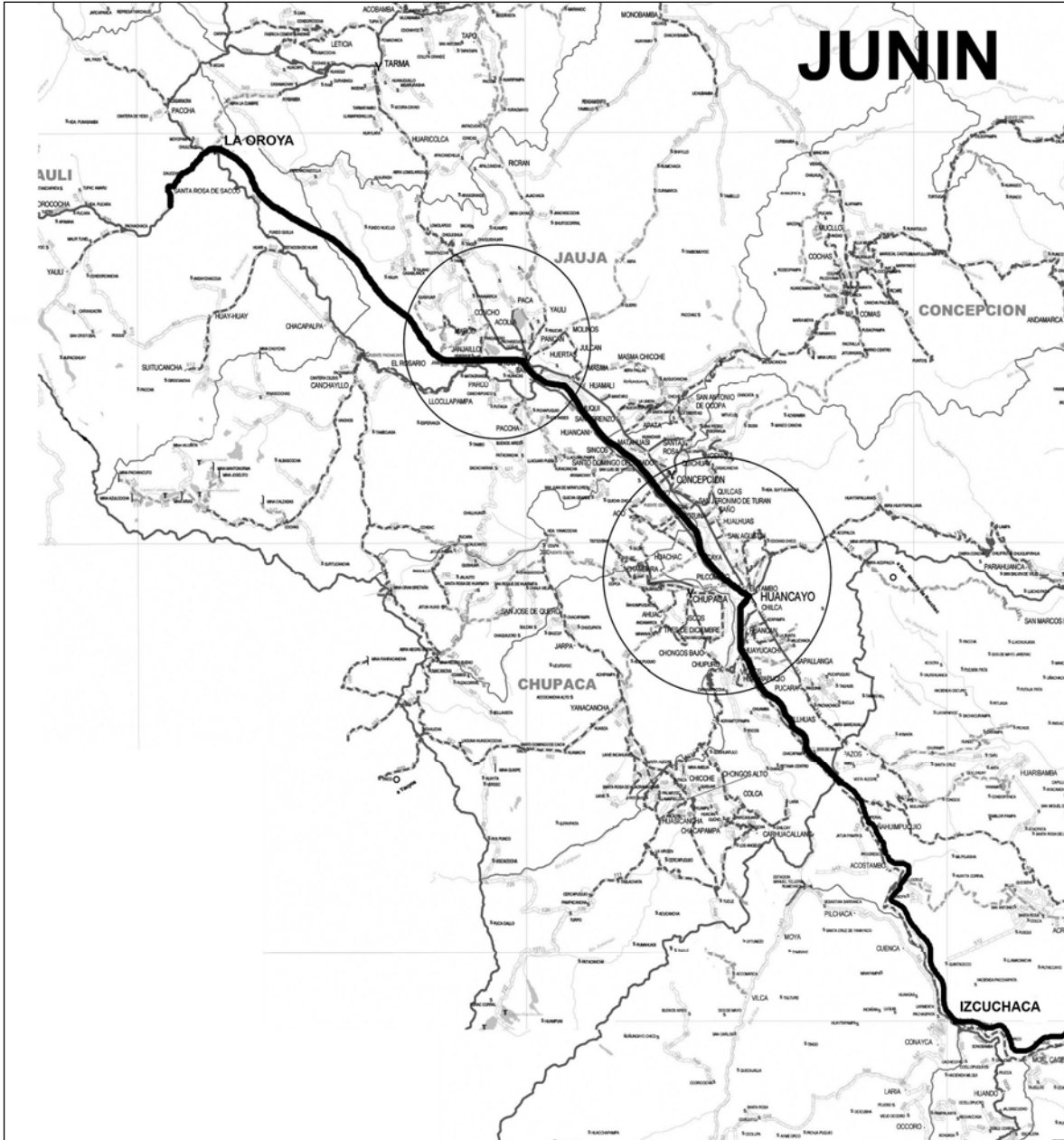


Figura 2.8: Traza de los RRP para las Regiones Junín y Ayacucho (Tramo Izcuchaca – Huancayo- La Oroya) – Alternativa 2



Estudio Ambiental Preliminar

2.42 El siguiente cuadro muestra los resultados obtenidos para las Regiones Junín y Ayacucho³⁰:

Tabla 2.8: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales – Regiones Junín y Ayacucho (Alternativa 2)

<i>Aspectos Ambientales</i>	<i>Ponderación</i>	<i>Calificación^a</i>	<i>Cuantificación</i>
1.- Geología	5	95%	4,75%
2.- Suelos	5	60%	3,00%
3.- Hidrología superficial	8	75%	6,00%
4.- Vegetación	9	60%	5,40%
5.- Fauna	6	90%	5,40%
6.- Ecosistemas	11	90%	9,90%
7.- Áreas de conservación	11	100%	11,00%
8.- Clima	2	100%	2,00%
9.- Agricultura	6	70%	4,20%
10.- Forestación	3	90%	2,70%
11.- Recursos Minerales	2	95%	1,90%
12.- Asentamientos Humanos	11	75%	8,25%
13.- Transporte	5	70%	3,50%
14.- Áreas Recreativas, Educativas y de Culto	5	95%	4,75%
15.- Arqueología – Paleontología	11	100%	11,00%
TOTAL GENERAL	100		83,75%^b

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

³⁰“Estudio Ambiental Preliminar N° 81041030-00-000-IAG-1002 Rev. A”, Octubre de 2004

^a Calificación de Aspectos Ambientales	Sensibilidad Ambiental	^b Calificación Global (Total)	Viabilidad Ambiental del Proyecto
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Estudio Hidráulico

2.43 Del estudio hidráulico global del sistema de transporte³¹, se desprende que el suministro de gas se puede llevar a cabo hasta el año 2007, donde los valores de presión superan con holgada amplitud las presiones mínimas a garantizar no solamente en el “City Gate” de Lurín sino también en el resto de los puntos de derivación ubicados sobre el Gasoducto Camisea – Lima. La provisión de gas continuará siendo viable hasta “casi” el año 2010 donde se llega a una de presión de 38 bar en el “City Gate” de Lurín, valor ligeramente inferior a la presión de 40 bar a garantizar en ese punto.

2.44 Del análisis de los párrafos anteriores surge que para poder cumplir con la presión mínima a garantizar en el “City Gate” de Lurín, la presión en la VB N° 277 ubicada en el Gasoducto Camisea debería ascender a valores muy superiores a la presión de 45 bar a garantizar en ese punto.

Estimación de la Inversión

2.45 En base a los estudios del trazado, de impacto ambiental preliminar, al estudio hidráulico y al análisis de factibilidad técnico-constructiva, se ha estimado el costo industrial para la construcción del Ramal considerando un plazo tentativo de obra de 300 días, incluyendo imprevistos:

Tabla 2.9: Estimación de la Inversión – Regiones Junín y Ayacucho (Alternativa 2)

<i>Concepto</i>	<i>Monto US\$</i>
Mano de Obra Directa	5 502 253
Mano de Obra Indirecta	357 888
Materiales e Instalaciones de Superficie	37 158 015
Equipos	3 536 422
Generales	11 196 190
<i>Total Costo Industrial</i>	<i>57 750 768</i>

31 “Estudio Hidráulico N° 81041030-00-000-RTZ-1001 Rev. A.”, Octubre de 2004

Aspectos Relevantes

2.46 El ramal Ayacucho – Huancayo - La Oroya – Tarma, presenta situaciones ambientales y sociales distintas, tales como las siguientes:

- La necesidad de voladuras o tronaduras, principalmente en el tramo correspondiente a la ampliación de la carretera del cañón del Mantaro, lo que requerirá un mayor análisis de las mismas.
- Si bien parte del recorrido de la traza se desarrolla sobre caminos existentes, se encuentran sitios ambientalmente sensibles o críticos respecto al riesgo erosivo. Gran parte del trazado se desarrolla en una zona de características semiáridas, pero las lluvias están concentradas en un corto período del año, esto sumado a las características del relieve y al tipo de suelo, hace que el riesgo erosivo y de deslizamientos sea elevado. El EIA (Estudio de Impacto Ambiental) específico deberá analizar las estructuras de contención adecuadas a aplicar en cada caso.
- A lo largo del trazado se cruzarán cursos de agua, algunos de gran importancia, como son los ríos Cachi – Huarpa y el Mantaro, y otros de menor importancia. Sin embargo, el aprovechamiento que se hace de estos para riego en agricultura, es muy importante, por lo que será necesario la no interrupción del flujo de agua. Por otro lado, cualquier modificación del lecho del río puede generar un cambio en el comportamiento del curso de agua, y esto como consecuencia, el inicio de erosión en algunas de las márgenes, pudiendo verse afectadas terrazas de cultivo. Por esto todos los trabajos que se realicen en los lechos de río y de cruces de los mismo, deberá tener un estudio específico.
- Si bien el trazado buscó utilizar trochas existentes como una de las formas de disminuir la necesidad de apertura de pista y por consiguiente la afectación a la vegetación natural, existirá un impacto sobre la misma. La vegetación a afectar presenta un cierto deterioro, ya sea por sobre pastoreo como por efecto de márgenes de carretera, sin embargo, cumple la función de contención de suelos. La recuperación natural de la vegetación afectada, en la mayor parte del recorrido, será muy lenta debido a las condiciones climáticas mencionadas anteriormente.
- La etapa constructiva generará un impacto tanto positivo como negativo sobre los asentamientos humanos involucrados, por lo que será necesario un análisis más detallado en el EIA específico. Las actividades de construcción dentro de centros poblados, deberán prever todas las medidas de seguridad correspondientes, y contar con una excelente comunicación con los habitantes del lugar. Por el tipo de suelo existente en gran parte del trazado, de características finas (limos y arcillas), se podrían generar

partículas en suspensión durante la etapa constructiva, situación que deberá controlarse principalmente en los centros poblados.

- La traza podría afectar tierras de cultivos, así como también los diversos canales de riego comunes en la zona.
- El análisis de la logística para la etapa constructiva será importante dada la complejidad de los caminos y el espacio reducido en parte del recorrido.
- Las vías de comunicación y transporte requieren un estudio y coordinación particular para poder disminuir las afectaciones durante la etapa constructiva. El tramo comprendido entre Mayocca e Izcuchaca quedaría parcialmente interrumpido.
- El corredor utilizado para este trazado al estar fuertemente modificado por la actividad antrópica hace que no se afectan zonas de endemismos faunísticos o florísticos o áreas naturales protegidas.
- El trazado se desarrolla en una de las zonas más productivas de la Sierra Central muy rica en minerales no metálicos, por lo que el gas natural abriría nuevas posibilidades de desarrollo regional. En la Región Junín existen proyectos de desarrollo mineros y agropecuarios, que de contar con gas natural podrían facilitar su ejecución.
- Por otro lado, las industrias mineras existentes, si bien deberían convertir previamente sus sistemas para poder consumir gas natural, el beneficio sería sustancial contando con un recurso más económico y limpio, menos contaminante, siendo este último un grave problema local. Por esto, ya existen industrias comprometidas a efectuar el cambio esperado.

2.47 A continuación se presentan las tablas 2.10 y 2.11 que resumen las principales características evaluadas de los RRP para las Alternativas 1 y 2, respectivamente. Información que al ser comparada muestra que la Alternativa 2 resulta, en principio, la más conveniente desde el punto de vista ambiental, de comportamiento hidráulico, económico y de factibilidad técnico – constructiva.

Tabla 2.10: Resumen Alternativa 1 (no incluye el ramal a Huancayo)

<i>Principales características</i>	<i>Región Junín</i>	<i>Región Ica</i>	<i>Región Ayacucho</i>
	<i>Ramal Lurín – La Oroya – Tarma</i>	<i>Ramal Humay – Pisco – Ica</i>	<i>Ramal Camisea VB 277 – Ayacucho</i>
Año alcanzado para el suministro de gas natural	2007	2010	2025
Longitud (km)	236	96	22
Diámetro (pulgadas)	12” – 10” – 6”	10”	3”
Distancia de Camisea a Derivación (km)	732	521	277
Comportamiento hidráulico frente al sistema de transporte	Critico por derivar de Lurín (nodo extremo del sistema)	Semi-crítico por derivar de Humay, lejana a Camisea	Aceptable por derivar mas cerca de Camisea
Sensibilidad Ambiental	Baja y Media	Baja	Baja
Complejidad Constructiva	Media y Alta	Baja	Baja y Media
Futuras localidades	Huancayo	Nazca y Marcona	-----
Costo Industrial (US\$)	53 807 306	15 042 678	1 740 847
<i>Costo Total Industrial de la Alternativa 1 (US\$)</i>		<i>70 590 831</i>	

Tabla 2.11: Resumen Alternativa 2 (incluye el ramal a Huancayo)

<i>Principales características</i>	<i>Región Junín y Ayacucho</i>	<i>Región Ica</i>
	<i>Ramal Camisea VB 277 – Ayacucho – Huancayo – La Oroya – Tarma</i>	<i>Ramal Humay – Pisco – Ica</i>
Año alcanzado para suministro de gas	2010	2010
Longitud (km)	380	96
Diámetro (pulgadas)	10” – 6”	10”
Distancia de Camisea a Derivación (km)	277	521
Comportamiento hidráulico frente al sistema de transporte	Aceptable porque deriva más cerca de Camisea	Semi-crítico por derivar de Humay, lejana a Camisea
Sensibilidad Ambiental	Baja	Baja
Complejidad Constructiva	Baja y Media	Baja
Futuras localidades tenidas en cuenta	-----	Nazca y Marcona
Costo Industrial (US\$)	57 750 768	15 042 678
<i>Costo Total Industrial de la Alternativa 1 (US\$)</i>		<i>72 793 446</i>

RRP Región Cusco

Descripción del Trazado

2.48 La determinación del trazado propuesto tuvo como base el análisis de las alternativas planteadas por las consultoras canadienses Colt y Stantec, quienes elaboraron el Estudio de extensión de ramales para la Región Cusco y que fue posteriormente ampliado por el Consorcio R. García Consultores & INTEC/ARCAN . Del trabajo de las firmas canadienses fueron rescatadas, con mayores posibilidades, la ruta roja y la ruta azul, así denominadas por Colt; se analizó y recorrió parte de las dos rutas encontrándose, en ambas, sectores conflictivos y en ocasiones limitantes. Luego de esta verificación en terreno y de la consulta a arqueólogos, se prosiguió con el análisis de las alternativas de Stantec denominadas “segmentos”. La traza finalmente retenida con carácter preliminar quedó conformada, con ciertas variaciones, por una combinación de las “rutas” de Colt y algunos “segmentos” de Stantec. Corresponderá al futuro concesionario establecer la ruta definitiva.

2.49 De la evaluación realizada, se detallan las particularidades más relevantes del trazado y la estimación de las condiciones para el tendido de la tubería³². El primer tramo analizado comienza en la ciudad de Cusco hasta la localidad de Yanamayo. El segundo tramo analizado va desde el punto de conexión al gasoducto Camisea, en la localidad de Kepashiato, hasta Yanamayo y el tercer tramo analizado va desde Quellouno hasta la ciudad de Quillabamba.

- **Tramo Cusco – Yanamayo** - El trazado se inicia en el “City Gate” de Cusco ubicado en las proximidades de dicha ciudad, en un barrio periférico del distrito de Santiago. La ubicación del “City Gate”, tuvo en consideración el diseño tentativo de la red de distribución a la ciudad y la aproximación a ésta dentro de los márgenes de seguridad para éste tipo de instalaciones.
- A partir del lugar seleccionado para el emplazamiento del “City Gate”, el trazado se desplaza por la cumbre de los cerros existentes en la zona, en dirección a Poroy, siguiendo en forma paralela a las líneas de alta tensión existentes. De esta forma, cruza la ruta que une Cusco con Cachimayo, para situarse al norte de la Quebrada Chuspioc, continuando en forma paralela a ésta, atravesando áreas de explotación agrícola, hasta el cruce de la línea del Ferrocarril Cusco-Machu Picchu y la ruta que une Cachimayo con Cusco.
- El trazado se ubica al oeste del pueblo de Cachimayo, evitando las viviendas y áreas de recreación, previendo la ubicación de la derivación y del “City Gate” en las proximidades de la Planta de Nitrato, YURA S.A., desplazándose hacia el norte entre la ruta que va a Chincheros y la que se

³² “Bases de Diseño N° 81041112-00-000-MDG-0001 Rev. A”, Abril de 2005.

dirige a Abancay. En dicha zona, el trazado efectúa un nuevo cruce del ferrocarril y se acerca a las líneas de alta tensión que van en dirección al Valle Sagrado. Continúa hacia el norte ascendiendo a la Pampa de Piuray – Maras, en forma paralela a la línea de alta tensión, apartándose en las cercanías de los pequeños asentamientos rurales para volver a retomar el paralelismo a la línea eléctrica.

- Hasta este lugar se pueden identificar dos zonas geográficas diferenciadas, la primera en altura ubicada cerca de Cusco sin terrenos rocosos y que no requerirá el uso de voladura, ni maquinaria especial. La segunda, una zona típica de valle sin mayores complicaciones constructivas, con escaso movimiento de suelos y buenos accesos.
- Pasada la localidad de Maras, el emplazamiento del trazado se desplaza por un valle en altura sin presentar cambios significativos en el tipo de terreno, salvo el cruce de algunas quebradas poco profundas y sin presencia aparente de material rocoso. Para el descenso del trazado hacia el Valle Sagrado, por el cual discurre el río Urubamba, se han buscado evitar las pendientes más fuertes, de tal forma que se reduzcan los inconvenientes constructivos y se minimice el impacto visual desde el valle. El terreno en este sector presenta afloramientos rocosos meteorizados, además de suelos sueltos, por lo que se deberán adoptar las medidas necesarias, previas a la etapa de construcción, para lograr la ejecución de medios de contención y medidas de control de erosión del suelo.
- El cruce del río Urubamba se ha ubicado en un sector amplio y de márgenes bajas, donde el ancho aproximado del cauce es de 30 m, teniendo en cuenta que en determinada época presenta un caudal importante.
- Abandonando el valle del río Urubamba, el trazado continúa ascendiendo hacia la base del cerro, evitando las ruinas de Tayta Capilla y las viviendas allí existentes. La traza continúa ascendiendo por un cordón montañoso ubicado al este de la zona del Parque Arqueológico de Ollantaytambo, siguiendo un camino que no permite el recorrido con vehículo, pero en el que se observa un camino de herradura, que avalarían la posibilidad de la construcción por las cumbres, descendiendo luego al valle de Patacancha. Esta ubicación del trazado permite evitar las zonas arqueológicas protegidas de Ollantaytambo, Pumamarca y otros. Asimismo, esta zona montañosa presenta suelos con materiales alternados del tipo rocoso, con suelos arcillosos y erosionables. Se verifica la existencia de algunos poblados menores ubicados en las laderas del valle. Se debe considerar que en este tramo, de una extensión aproximada de 13 km, no se dispone de accesos, razón por la cual los equipos rodantes de transporte de

materiales y equipos para la construcción deberán circular por la pista que se realice para el montaje del gasoducto.

- Una vez alcanzado el valle de Patacancha, el trazado continúa por la margen este de la quebrada de Ocororuyoc, sin presentar problemas constructivos, encontrándose sobre sus laderas pequeñas parcelas de cultivos. El tipo de suelo no presenta afloramientos rocosos; se cruzan escurrimientos superficiales de agua y pequeñas quebradas, que no ofrecen dificultades en la construcción.
- El trazado continúa ascendiendo a la zona de Panticalla, divisoria natural de aguas y fin del valle de Ocororuyoc, altura aproximada de 4500 m, y desciende hacia el valle de Yanamayo, afluente del río Ocobamba, utilizando una ladera de pendiente pronunciada con evidencia de roca maciza, que requerirá el uso de explosivos y la utilización de maquinaria pesada para el movimiento de suelo para la apertura de la pista de montaje. Continúa cruzando a la margen oeste de la quebrada avanzando por el valle, hasta llegar al poblado de Puncuyoc, donde parte del recorrido se ubica por el camino existente, el cual deberá ser ampliado, modificando, asimismo, el radio de las curvas para que el mismo facilite los trabajos y el transporte. El suelo en esta zona es del tipo arcilloso, sin presencia de roca y sin necesidad de realizar protecciones para el control de la erosión.
- Llegando al asentamiento Yanamayo se evitan las viviendas existentes, ascendiendo al cerro y regresando al camino hasta llegar a su fin, lugar donde también finaliza el acceso vehicular. En dicho lugar se encuentra el obrador de la empresa constructora de la ruta, la cual no realiza tareas a la espera de la finalización de la época de lluvias en la zona (mes de Abril). Desde este punto el trazado desciende hacia el valle del río Ocobamba, lugar donde comienza la Ceja de Selva, siguiendo la trocha de herradura existente.
- **Tramo Kepashiato – Yanamayo** - El trazado en este tramo tiene su inicio en la Derivación prevista por TGP, identificada por la Válvula de Bloqueo existente en la progresiva km 123+600 del gasoducto de Camisea, ubicada en las proximidades de la localidad de Kepashiato. Partiendo de la citada válvula, el trazado se ubica en forma paralela al gasoducto de Camisea hacia el sur, en una extensión de unos 100 metros, a partir del cual cambia su rumbo en dirección este. En dicha área se instalará el Sistema de Separación, Medición y Regulación estipulados por TGP y a continuación de éstas, la Trampa de Scraper impulsora. A partir de este punto el trazado se ubica, acompañando al curso del río Cumpirusato, en forma paralela al camino hasta la localidad de Materiato. El poblado de Kepashiato, es rodeado por la base del cerro, lugar selvático donde existen algunas parcelas con plantaciones de bananos.

- La traza preliminar luego asciende al Cerro Abra, para más adelante descender y cruzar el río Cushireni de aproximadamente 100 metros de ancho, cerca del poblado de Kiteni. Esta población se evita bordeando la base del cerro, a partir del cual se ubica, siguiendo el curso del río Urubamba, en forma paralela al camino, por un tramo corto. Para evitar una zona quebrada y cerrada en este tramo del camino, el trazado asciende por la ladera del cerro Siberia, hasta el cruce del río Cirialo, de un ancho aproximado de 100 metros.
- Una vez pasada la población, el trazado se ubica nuevamente en forma paralela al camino, para luego continuar junto a una línea eléctrica, parte por la base del cerro y parte paralelo al camino, hasta cerca del río Coribeni que una vez cruzado, continúa por las terrazas existentes, para luego ascender al cerro Manataroquichayoc. Continúa en altura por el cerro Sanganato, del cual descende en las cercanías de la localidad de Rosalía, la cual se evita, para colocarse luego paralelo al camino hasta llegar y cruzar el río Vilcanota, que presenta un ancho de aproximadamente 350 metros. A lo largo de este tramo la vegetación corresponde a la de selva y ceja de selva, encontrándose alternada por parcelas de cultivos, las cuales preponderantemente se ubican en las proximidades de los caminos y alrededores de las poblaciones. Las características topográficas hacen que el sector se encuentre surcado por numerosas quebradas y algunos ríos con lechos rocosos. En determinados sectores se producen afloramientos de roca maciza, mientras que los suelos en general son rojizos y arcillosos. El trazado en este tramo se ubica por varios kilómetros en forma paralela al camino existente, hasta las cercanías de la localidad de Quellouno.
- Una vez cruzado el río Vilcanota, en la progresiva km 88+200, se ubica la válvula de derivación del gasoducto a Quillabamba y la Trampa de “Scraper” impulsora del mismo. Se estima conveniente el aprovechamiento del área para la instalación tentativa de la Trampa de “Scraper” intermedia del gasoducto que continúa hacia Cusco. El trazado continúa en dirección a Cusco, cruzando el cerro Tumasmajo por el sector más bajo, para ubicarse siguiendo el curso del río Yanatile, en forma paralela al camino hasta llegar a la localidad de La Oroya, donde asciende a la cima del cerro Santa Rosa. Continúa luego por los cerros Munaypata y Chinganillagrande, para descender posteriormente por la ladera del cerro Negrohuarcuna, punto a partir del cual el trazado retoma el paralelismo al camino, siguiendo el curso río Ocobamba hasta el asentamiento Yanamayo.
- **Tramo Quellouno – Quillabamba** - El trazado hacia la ciudad de Quillabamba, se inicia en el punto de derivación ubicado en la progresiva km 88+200, luego del cruce del río Vilcanota, lugar de emplazamiento de

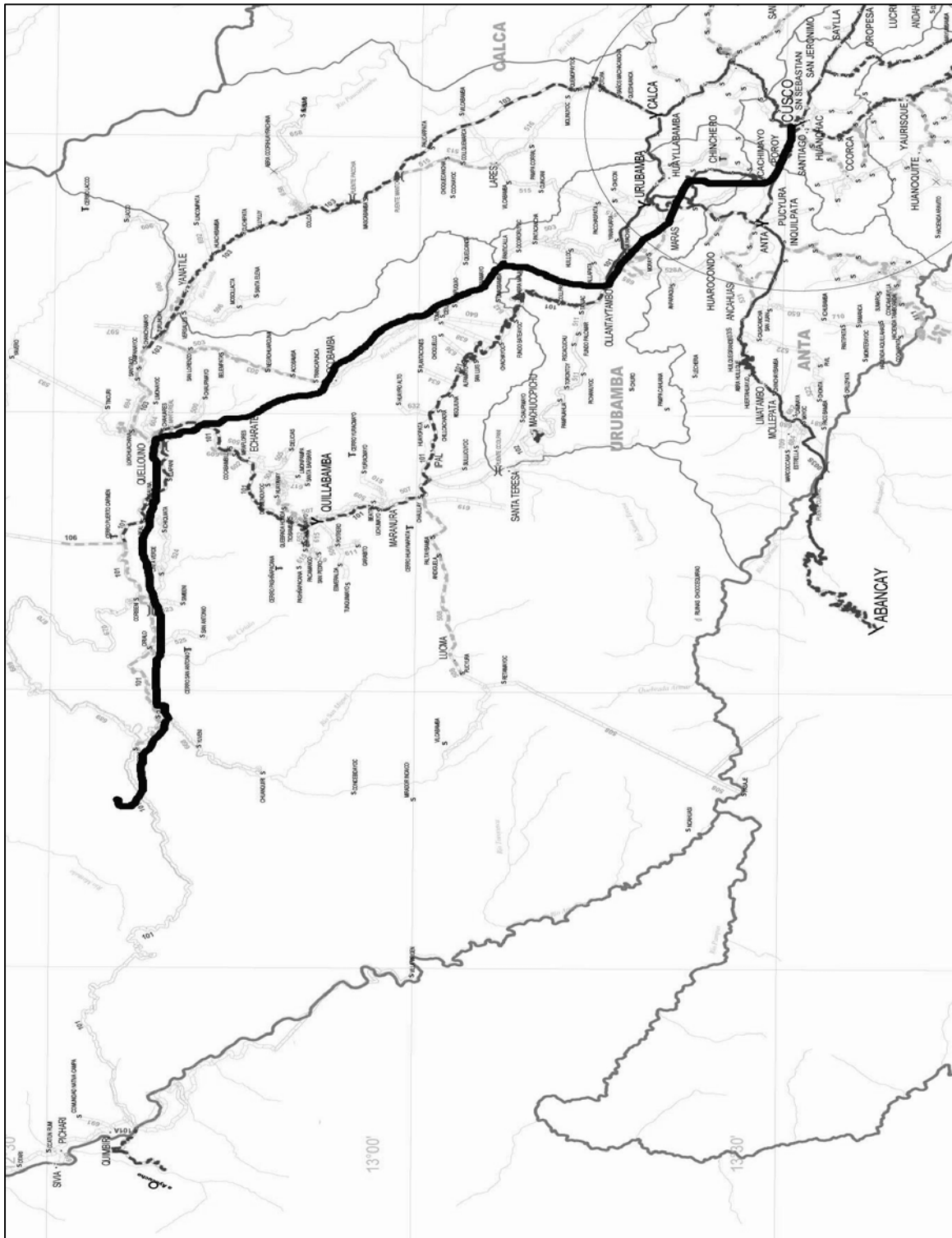
la Trampa Impulsora del gasoducto a la ciudad homónima. Desde aquí, el trazado en líneas generales se ubica sobre la margen sureste del valle del río Vilcanota, en forma paralela a la carretera y a los caminos que unen las poblaciones de este sector hasta su arribo a la ciudad de Quillabamba. Desde la válvula de derivación antes mencionada, el trazado se ubica en forma paralela a la carretera y en ocasiones sobre la misma. Se atraviesan sectores con suelos rocosos donde será necesario el uso de explosivos. En otros sectores del tramo se presentan suelos con clastos y arcillas, existiendo parcelas de cultivos en coincidencia con éstos. Las poblaciones existentes son evitadas, realizando variantes alternativas, como el caso de Cocabambilla, donde el trazado se ubica en la base del cerro San Miguel y luego retorna al camino.

- Al llegar a Echarate, se bordea la población entre ésta y el río Huacayoc. Este sector corresponde a una zona de vegetación natural alternada con parcelas de cultivos, con plantaciones de bananos, papayas, etc., presentando terrenos en desnivel, con sensibilidad a la erosión y desestabilización. Finalmente, el trazado asciende para desplazarse por el faldeo de los cerros, en parte acompañando la línea de alta tensión existente, hasta llegar a las proximidades de la ciudad de Quillabamba.
- El trazado tiene una extensión de aproximadamente 37 km y finaliza en el “City Gate” ubicado en las proximidades de la ciudad, en su acceso este, siendo el lugar seleccionado óptimo para este emplazamiento, dado que reúne las condiciones necesarias, aparte de su buena accesibilidad para la instalación de la Trampa de Scraper receptora y la Estación de Separación, Medición y Regulación correspondiente.

2.50

A continuación se presenta la traza del RRP para la Región Cusco:

Figura 2.9: Traza del RRP para la Región Cusco Alternativa 2



Estudio Ambiental Preliminar

2.51 De acuerdo al estudio ambiental preliminar³³, el trazado seleccionado se adoptó considerando la existencia de una vía de comunicación terrestre, donde no se vieran afectados parques arqueológicos o áreas naturales protegidas, y donde los ecosistemas naturales ya estuviesen modificados. Por otro lado, para su emplazamiento se buscaron lugares donde el movimiento de suelos fuera mínimo, tratando de evitar cortes innecesarios de laderas.

2.52 A continuación se muestran los resultados obtenidos para el tramo Kepashiato – Cusco:

Tabla 2.12: Calificación Ponderada de Aspectos Ambientales para el Tramo Kepashiato - Cusco

<i>Aspectos Ambientales</i>	<i>Ponderación</i>	<i>Calificación^a</i>	<i>Cuantificación</i>
1.- Geología	5	90%	4,50%
2.- Suelos	6	60%	3,60%
3.- Hidrología superficial	8	75%	6,00%
4.- Vegetación	9	60%	5,40%
5.- Fauna	5	90%	4,50%
6.- Ecosistemas	11	90%	9,90%
7.- Áreas de conservación	11	100%	11,00%
8.- Clima	2	98%	1,96%
9.- Agricultura	6	60%	3,60%
10.- Forestación	3	60%	1,80%
11.- Recursos Minerales	2	100%	2,00%
12.- Asentamientos Humanos	11	55%	6,05%
13.- Transporte	5	80%	4,00%
14.- Áreas Recreativas, Educativas y de Culto	5	90%	4,50%
15.- Arqueología – Paleontología	11	90%	9,90%
TOTAL GENERAL	100		78,71%^b

Para la interpretación de los datos mostrados en la tabla anterior debe considerarse lo siguiente:

³³ “Estudio Ambiental Preliminar N° 81041112-00-000-IAG 0001”, Abril de 2005.

^a Calificación de Aspectos Ambientales	Sensibilidad Ambiental	^b Calificación Global (Total)	Viabilidad Ambiental del Proyecto
80 a 100%	Baja	80 a 100%	Viable
60 a 80%	Media	60 a 80%	Viable pero requiere más análisis de variables desfavorables
Menos de 60%	Alta	Menos de 60%	No viable

Estudio Hidráulico

2.53 De acuerdo a los resultados obtenidos en el Estudio Hidráulico³⁴ se ha determinado que un diámetro de 12” es el óptimo para el gasoducto troncal Camisea - Cusco, mientras que uno de 6” lo es para el gasoducto de derivación a Quillabamba. A partir de estos valores, se ha estudiado la variación de las presiones en cada punto de suministro para cada año de demanda proyectada hasta el 2025.

2.54 Considerando los estudios arriba mencionados y teniendo en cuenta las condiciones de borde impuestas, se determinó que los diámetros nominados óptimos, son de 12”, con un espesor de 8,74 mm, para el gasoducto troncal Camisea – Cachimayo – Cusco; y de 6”, con un espesor de 6,35 mm, para el gasoducto de derivación a la ciudad de Quillabamba. Los espesores indicados satisfacen los requerimientos para el trazado en Clase 3. Estos diámetros permiten el transporte del gas natural en las condiciones previstas hasta el año 2025 para las ciudades de Quillabamba, Cachimayo y Cusco, incluyendo la futura ampliación a la ciudad de Combapata, así como también un caudal adicional “de seguridad” en el extremo del conducto.

2.55 Adicionalmente se modelaron otros escenarios de dimensionamiento de la infraestructura de RRP para diferentes alternativas de caudales de demanda. En ese sentido se evaluaron dos casos:

- Máxima demanda al año 2025 sin Combapata y sin los 20 MMPCD de reserva, lo cual requiere un gasoducto con un diámetro nominal de 10”; se concluye que este diámetro es aceptable y permitiría algunas futuras expansiones.
- Máxima demanda al año 2025 sin Quillabamba, Combapata, ni los 20 MMPCD de reservas, lo que requiere un gasoducto de 8”; de todas maneras se concluye que este diámetro no es adecuado por las limitaciones a futuras expansiones.

³⁴ “Estudio Hidráulico N° 81041112-00-000-RTZ-002 Rev. A.”, Abril de 2005, punto N° 6.

Aspectos Relevantes

Ambientales

- El trazado propuesto resulta ambientalmente viable con sensibilidad ambiental media en algunos casos y alta en otros, lo que implica que los futuros estudios deberán profundizar dichos aspectos puntuales.
- Los suelos presentan algunos riesgos de erosión importantes. En el sector de la selva y ceja de selva, por ejemplo, los riesgos de deslizamientos son altos.
- Debido a las características topográficas, el trazado interceptará ríos, numerosas quebradas y escurrimientos superficiales de agua.
- El cruce del río Urubamba, a la altura de Yanahuara, involucra el denominado Valle Sagrado. Si bien se ubicó la traza de forma tal que el impacto paisajístico sea bajo, dicho impacto existirá dado que la ruta turística a Ollantaytambo se desplaza paralela al río y a escasos metros de éste.
- La vegetación es uno de los aspectos que será afectado por este proyecto, siendo los sectores más importantes los correspondientes a la zona alto andina y la zona de selva y ceja de selva. Entre Kepashiato y Yanamayo, se afectará parte de selva y ceja de selva, sin embargo este tipo de vegetación y de recurso forestal se encuentra en condiciones ya modificadas debido a la proximidad de la actividad del hombre. En la zona alto andina, entre Yanamayo y Yanahuara, la vegetación a afectar será la de pastizales de altura.
- Entre Cusco y Yanahuara la actividad agrícola será la principal afectada, dado que los suelos están, prácticamente en su totalidad, utilizados bajo el sistema de parcelas de cultivo.
- El trazado propuesto prevé la existencia de trochas o caminos que, si bien algunos de ellos no se encuentran en buen estado, permiten el acceso a prácticamente todo el trazado. Esto es significativo para la logística de la etapa constructiva ya que la necesidad de apertura de nuevos caminos para el acceso a la pista de montaje del gasoducto será mínima.
- El tramo que hoy en día no cuenta con camino de acceso vehicular, es el ubicado entre Yanahuara y Patacancha. En este sector se deberá utilizar la misma pista de montaje del gasoducto para el transporte de la maquinaria pesada.
- Con respecto a la fauna, si bien la traza se desarrolla en zonas habitadas y utilizadas por el hombre para sus actividades, es probable que en

determinadas áreas, principalmente en la zona de selva y ceja de selva, la presencia de especies de la fauna local se vea afectada.

- Desde el punto de vista social, se prevé impactos tanto positivos como negativos sobre los asentamientos humanos involucrados, por lo que será necesario un análisis más detallado en el EIA específico. Será importante contar con equipos sociales de trabajo en dichas comunidades.
- Por otro lado, las actividades constructivas generarán un impacto positivo ya que, si bien serán transitorias, requerirán de mano de obra local así como también de insumos y servicios locales, generando una reactivación económica. Es de esperar que el objetivo final del gobierno con este proyecto sea una reactivación económica sostenida y consecuentemente una mejora en la calidad de vida de sus habitantes.
- El contar con gas natural en el Cusco permitiría contar con mejores servicios para el turismo internacional, principal actividad económica de la región, así como también, podría ser un atractivo para el desarrollo de pequeños emprendimientos que producirán un cambio económico regional.
- Lo mismo ocurriría en Quillabamba donde cabría la posibilidad de industrializar los productos generados en la selva y ceja de selva como son el café, el cacao, etc., dándoles valor agregado a los mismos y aumentando las fuentes de trabajo.
- Por otro lado, el contar con gas natural en Cusco, abriría posibilidades de extender su llegada a localidades como Combapata, donde existen proyectos del Gobierno Regional relacionados a futuros asentamientos industriales.

Técnico - constructivas

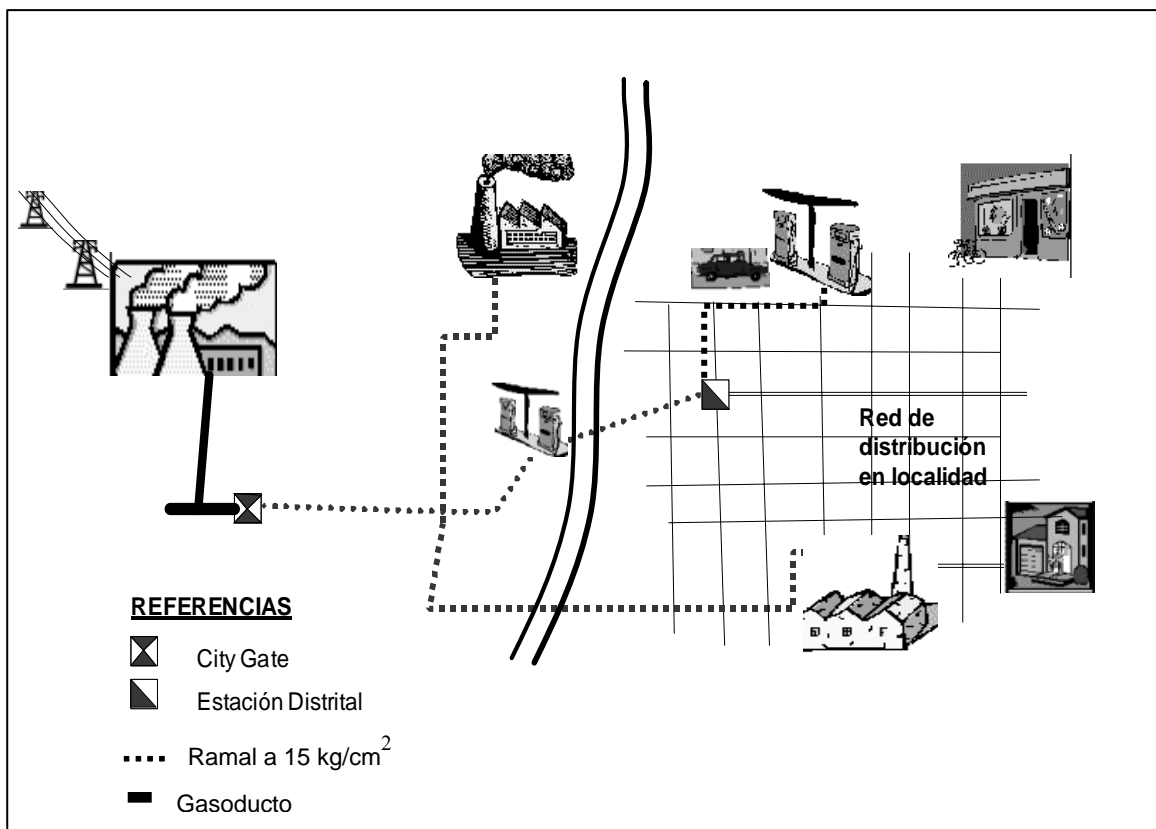
- El terreno es apto para la construcción de gasoductos. El tramo Kepashiato – Quellouno – Yanahuara es el de mayor dificultad constructiva, mientras que el tramo Yanahuara – Cusco presenta una dificultad constructiva normal.
- Para la etapa de construcción se cuenta con suficientes caminos de accesos que deberán ser reacondicionados para el arribo de equipos y materiales de la obra.
- En general, la ejecución de obras especiales (cruces de ríos, caminos, etc.) es reducida.
- En la zona de montaña se encuentran tramos aislados con roca que demandarán el uso de explosivos, tanto en la etapa de apertura de la pista, como en la de montaje y de zanjeo.

- La logística de la obra entre Kepashiato y Yanahuara se verá dificultada por la ubicación geográfica del emplazamiento con relación a los puntos de abastecimiento existentes.

Ramales y Redes de Distribución (RRD)

2.56 Se prevé realizar el suministro de gas natural a las diferentes localidades de las regiones en estudio a través de sistemas de distribución locales, compuestos por tuberías de distintos diámetros y presiones, los cuales dependerán del tipo de usuarios a abastecer a través del servicio de suministro de gas natural. En forma esquemática se muestra en la Figura 2.5 la configuración que presentarían estos sistemas para la prestación del servicio de suministro gas al nivel de los mercados finales de consumo.

Figura 2.10: Esquema de la Configuración de los RRD para el Suministro Local de Gas Natural



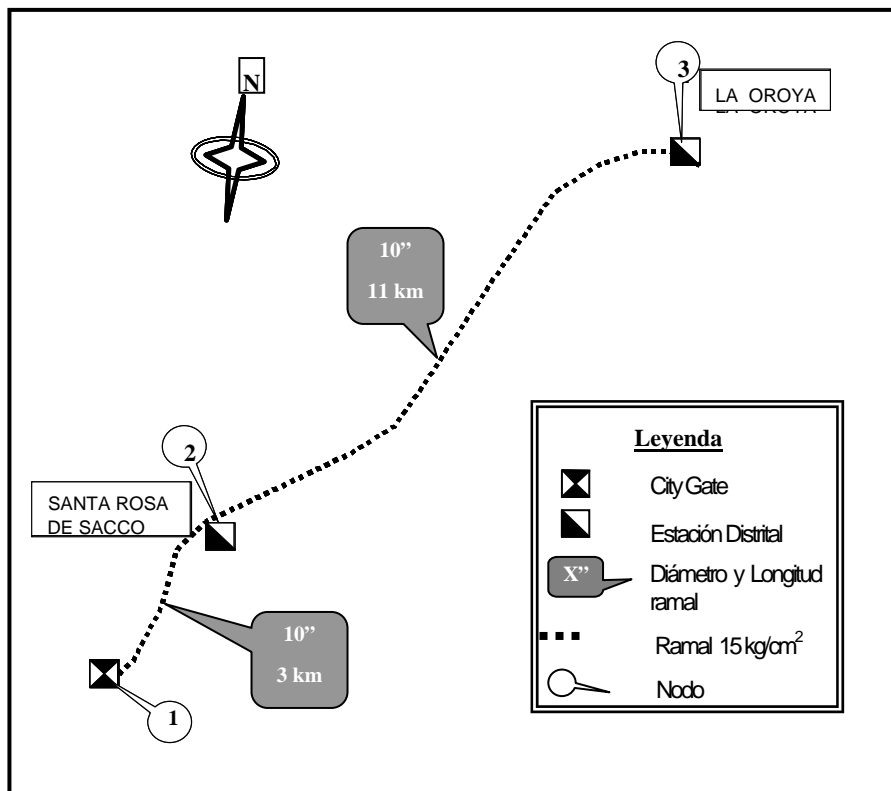
2.57 El diseño de los ramales de distribución de media presión, a 15 bar en las diferentes localidades a ser abastecidas de gas natural en las Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco (20 bar en Quillabamba³⁵) surge de considerar supuestos de los patrones de

³⁵ Para garantizar un mínimo de 17,5 bar al ingreso de la central eléctrica.

horarios máximos de los consumos por sector consumidor³⁶ (residencial, comercial y pequeñas industrias, GNV y grandes clientes). Se buscó generar configuraciones que minimicen la inversión, alimentando industrias, estaciones distritales y gasocentros, entre otros.

2.58 En las siguientes figuras se muestran los sistemas de distribución de media presión (MP) por localidad. Se puede identificar entre los nodos de cada tramo, el respectivo diámetro de la tubería a instalar. En ese sentido, se han identificado gasoductos en un rango general de 3" a 10", dependiendo de las distancias a cubrir y características de las demandas a satisfacer por localidad.

Figura 2.11: Sistemas de Distribución (MP) – La Oroya (Alternativa 1)



³⁶ “Informe Final Diseño Conceptual de Redes”, Octubre de 2004, para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica; e “Informe Final Diseño Conceptual de Redes”, Abril de 2005, para la Región Cusco.

Figura 2.12: Sistemas de Distribución (MP) – La Oroya (Alternativa 2)

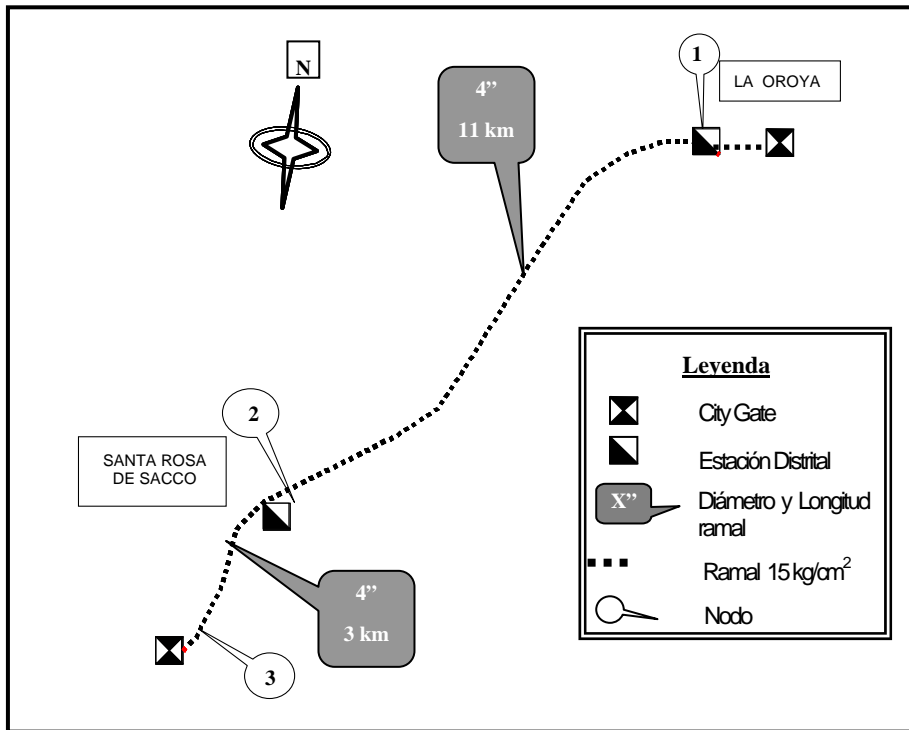


Figura 2.13: Sistemas de Distribución (MP) – Tarma

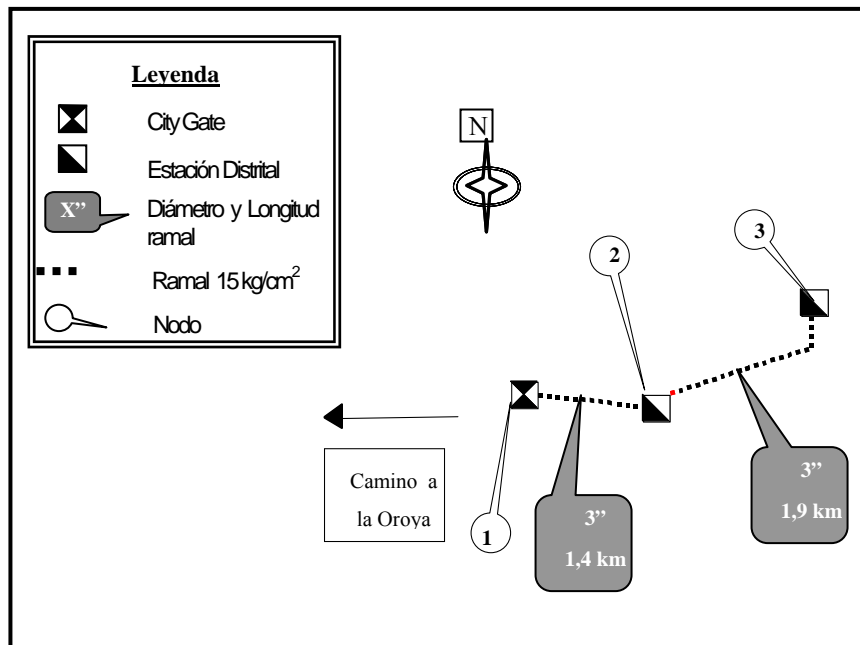


Figura 2.14: Sistemas de Distribución (MP) – Huancayo (Alternativa 2)

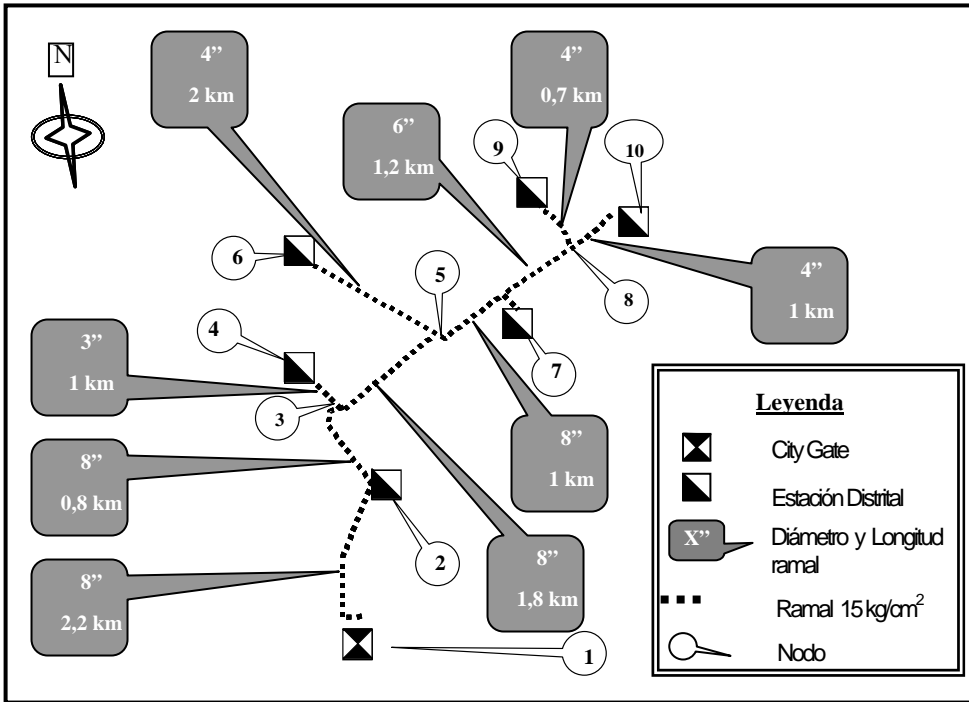


Figura 2.15: Sistemas de Distribución (MP) – Ica

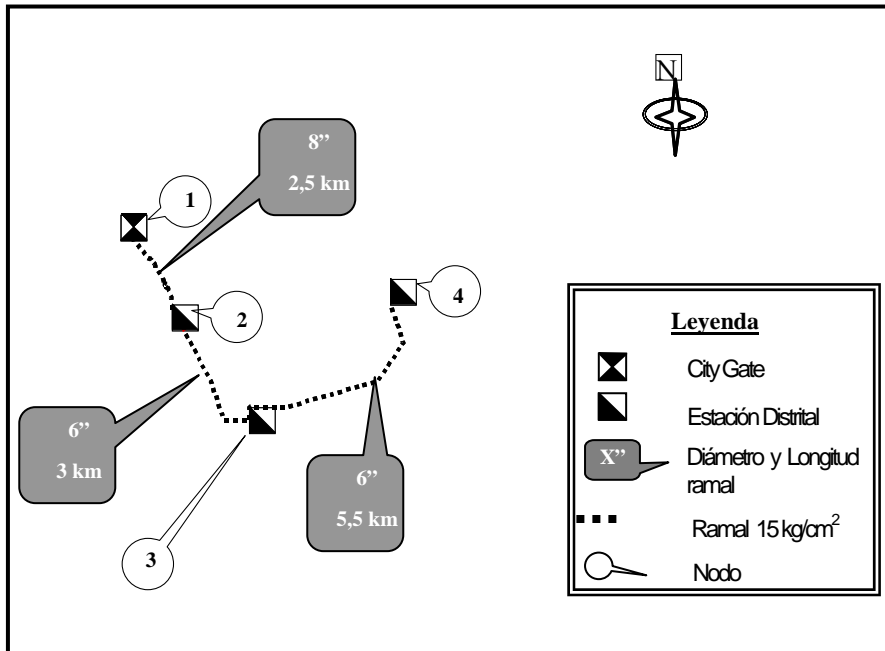


Figura 2.16: Sistemas de Distribución (MP) – Pisco

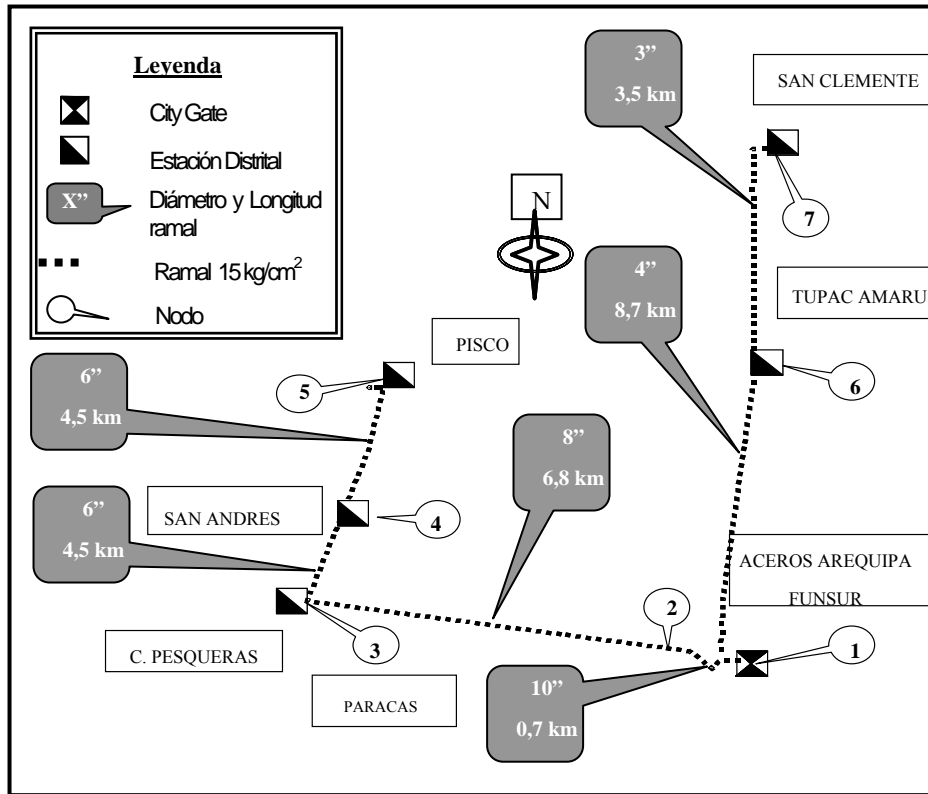


Figura 2.17: Sistemas de Distribución (MP) – Ayacucho

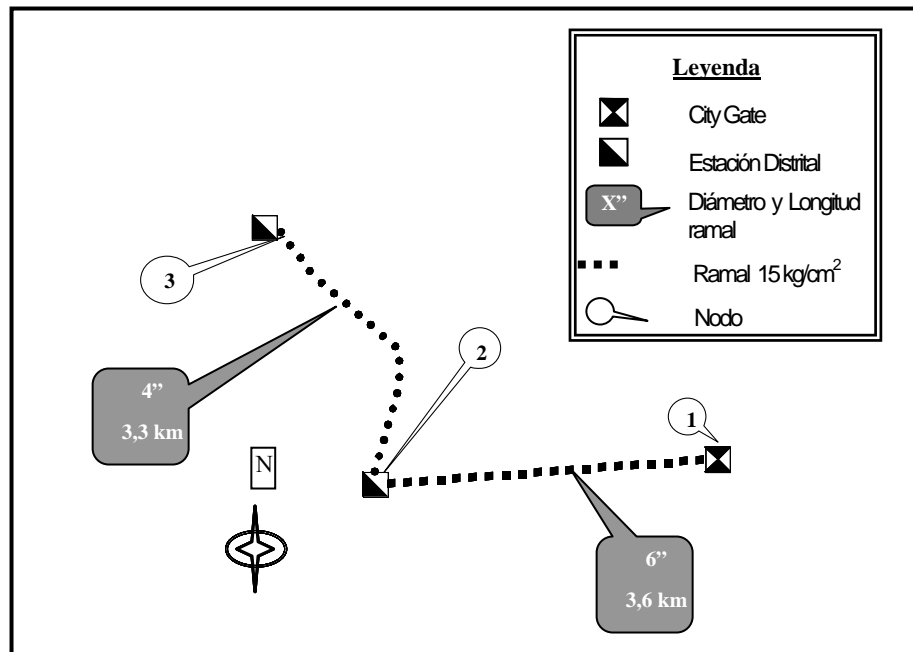


Figura 2.18: Sistemas de Distribucion (MP) – Cusco y Cachimayo

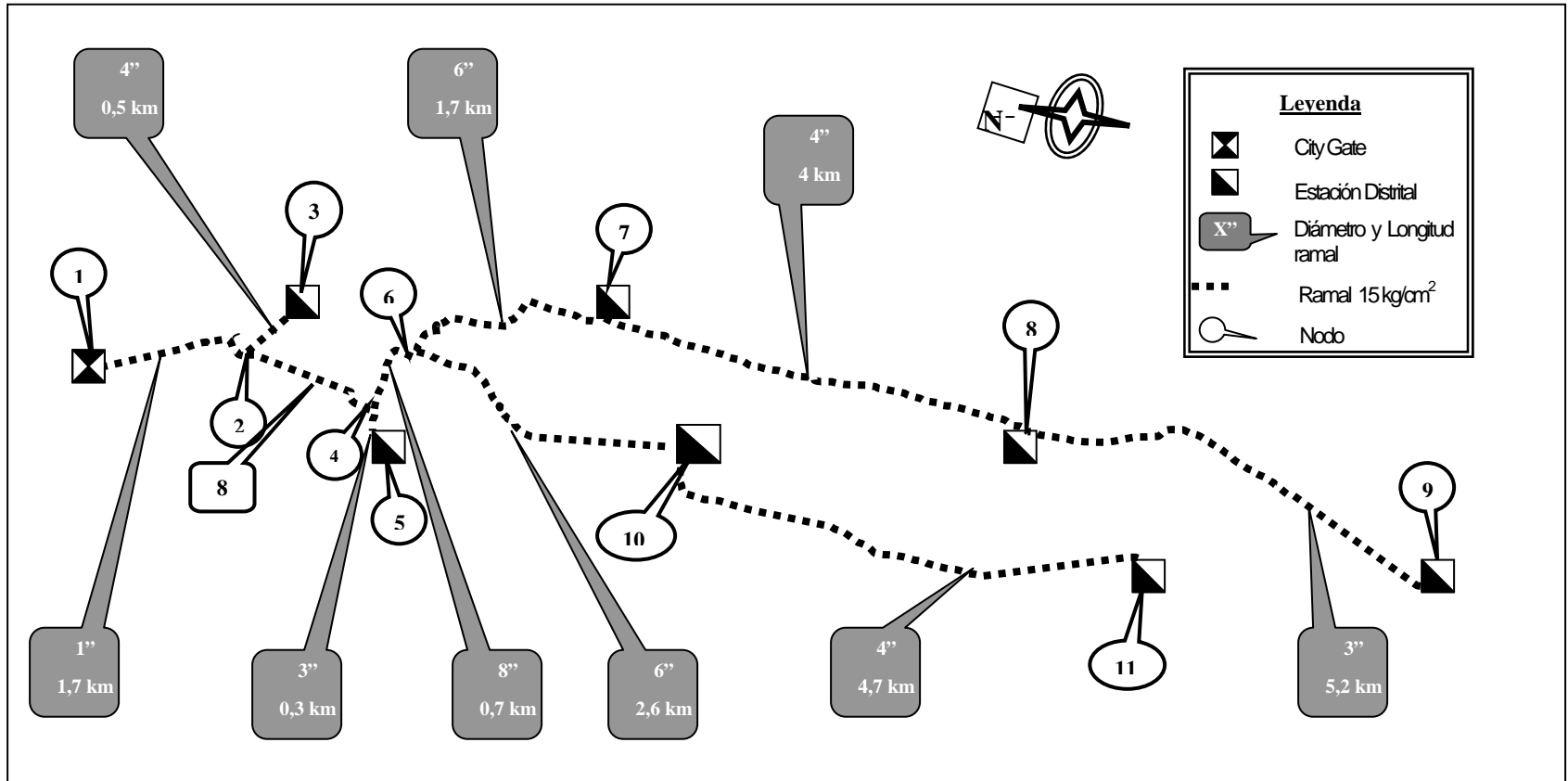
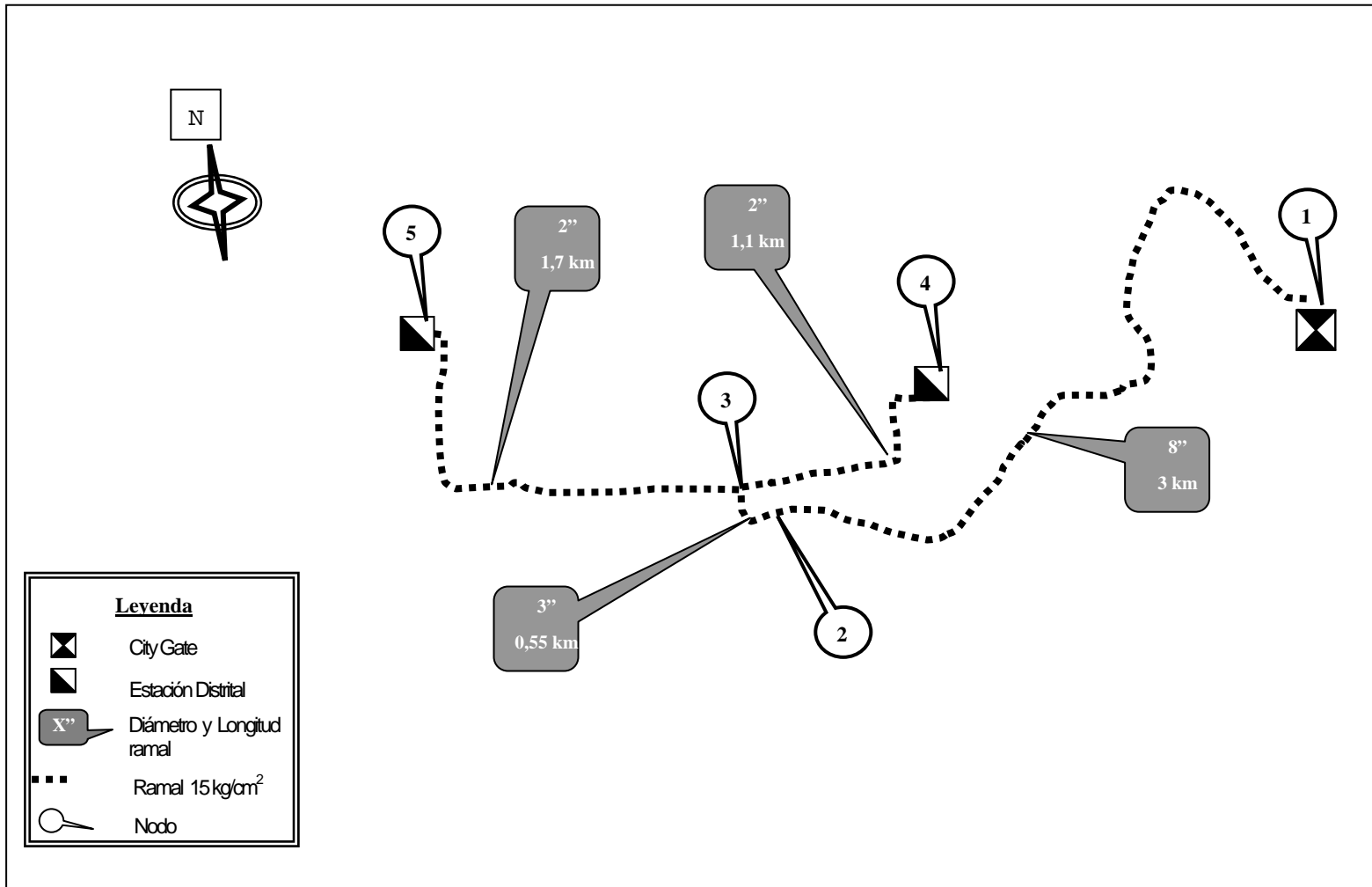


Figura 2.19: Sistemas de Distribución (MP) – Quillabamba



2.59 La infraestructura de tuberías de distribución se complementa con las redes de distribución a desarrollarse a partir de las estaciones distritales. Se construirán con tubería de polietileno de relación dimensional SDR (diámetro externo/espesor) de 11, aptas para operar a una presión de trabajo de 4 bar (BP a 4 bar). Estas tuberías abastecerán a aquellos usuarios con los menores consumos unitarios (sector residencial y comercios). Finalmente, el sistema de distribución de los concesionarios se completa con los servicios de acometidas a las diferentes clases de usuarios.

2.60 Las premisas y condiciones usadas en el diseño de las redes de distribución para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica son las siguientes:

- Tubería de polietileno de alta densidad con SDR de 11.
- Se ha previsto que por el nivel de presión a la que operan las redes (4 bar) y el consumo que se puede experimentar en cada localidad, el diámetro medio de estas tuberías será de 63 milímetros.
- En la región montañosa, 9 metros de longitud de red de distribución por usuario.
- En la región de la costa, 11,3 metros de longitud de red de distribución por usuario.
- El abastecimiento a la localidad de Paracas en la región Ica se efectúa mediante un gasoducto de polietileno (PE) de 4" en baja presión.
- Como puede observarse en el caso de La Oroya, la configuración del sistema difiere según se considere la Alternativa 1 ó 2:
 - Para la Alternativa 1, en donde el abastecimiento se produce desde Lurín, se necesita un gasoducto de MP de 10" para abastecer Doe Run, un gran cliente ubicado en el extremo del sistema.
 - Para la Alternativa 2, como la misma industria está al inicio del sistema y, por ende, los volúmenes de consumo son menores aguas abajo, se necesita un ramal de MP de menor diámetro (4").

2.61 Asimismo, las premisas y condiciones usadas en el diseño de las redes de distribución para la Región Cusco se presentan a continuación:

- Tubería de polietileno de media densidad con SDR de 11.
- Presión operativa máxima de 4 bar M.
- Trazado simple o doble según configuración edilicia (tubería por una de las veredas, ambas o por la pista o calle).
- Longitud de red de distribución asignada por cada usuario de 9 metros.
- Longitud considerada por frente de manzana de 113 metros.
- Capacidad de transporte definida:

- > Usuarios domésticos: 0,6 m³/ hora.
- > Usuarios comerciales: 1 m³/hora.
- > Industrias: según condición de consumo.

2.62 Se debe considerar lo siguiente para el Centro Histórico de Cusco:

- No afectar a los muros o paredes construidas por los Incas, con las instalaciones de gabinetes para los servicios de gas natural, dado que tienen una categoría de preservación que impide su rotura.
- Por razones de seguridad, ingresar a los inmuebles con presiones de consumo no superior a 22 g/cm²
- Se ha previsto el tendido de tuberías principales que operarían a 4 bar M y otras secundarias, a 22 g/cm², derivándose de éstas últimas los servicios a los usuarios³⁷. Los puntos de regulación de 4 bar M a 22 g/cm² se distribuirían según configuración de la red, atendiendo ubicación y tipo de usuarios (cada 2 ó más manzanas). Esta forma de construcción permitiría ingresar a los inmuebles a presión de consumo, instalando conductos de gas natural de forma similar a la que se puede observar en la actualidad con la provisión de agua. La unidad de medición podría ser instalada en la proximidad al punto de ingreso de la cañería al interior de los inmuebles.

Premisas y Supuestos para la Valoración de los Costos del Servicio de Suministro de Gas Natural

CAPEX en Ramal Regional Principal (RRP)

2.63 Sobre la base de los estudios de trazas, hidráulicos y de evaluación técnico – constructiva se realizó una estimación de los costos totales de instalación de los RRP. Para la valoración de dichos costos se parte del denominado costo industrial de obra, más conocido como Costo de Material, Ingeniería y Construcción de la Obra (EPC)³⁸, que incluye los siguientes ítems:

- Mano de Obra Directa
- Mano de Obra Indirecta
- Materiales e instalaciones de superficie
- Equipos
- Gastos Generales.

³⁷ Se ha previsto que la red de baja presión en esa zona trabaje a una presión de consumo de 0,25 bar por lo que los costos para un 20% de los usuarios del distrito –cifra estimada del casco histórico- se multiplican por 3 y se asumen redes de 110 mm (3”).

³⁸ En Inglés se lo conoce con la sigla EPC: Engineering, Procurement & Construction.

2.64 El costo industrial por ramal fue presupuestado e incorporado a los Estudios de Trazas y Bases de Diseño elaborados por Intec/Arcan, tanto para Ayacucho, Junín e Ica, como para Cusco. Sobre este costo fue necesario estimar los denominados soft costs que incluyen los siguientes items³⁹:

- Impuestos a la masa salarial (5% sobre costo salarial).
- Nacionalización de tuberías y otros materiales (10% sobre valor FOB).
- Seguros de Obra (1% sobre EPC).
- Impuestos Municipales (US\$ 3 000/km).
- Gastos por EIA (Costa – Sierra): US\$ 6 800 -13 500/km.
- Derechos de Paso (US\$ 5 000/km).
- Contingencias (5% sobre CAPEX total).

2.65 Se debe tener en cuenta que el presupuesto de los proyectos contempla un análisis de precios unitarios a base de la información de proveedores locales y consulta de antecedentes de obras ejecutadas por empresas del rubro⁴⁰, sin embargo, es importante recalcar que los valores son relativos y pasibles de ajustes en una etapa de análisis más profundo y detallado. No obstante, los valores que se obtienen dan una idea preliminar bastante precisa del costo total a considerar

2.66 Para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica se presentan en las tablas 2.13 y 2.14 los costos de inversión en RRP para cada traza alternativa (Alternativas 1 y 2, respectivamente). El CAPEX total asociado (EPC + Soft Costs) a cada alternativa resulta, sin considerar la extensión a Nazca - Marcona (que se muestra sólo a efectos referenciales), en:

- Alternativa 1: US\$ 87,0 MM
- Alternativa 2: US\$ 92,7 MM

Sin embargo, es importante destacar que a través de la Alternativa 2 se abastece a Huancayo, por lo que para hacer comparables las dos alternativas en términos de mercados a abastecer, es necesario sumar en la Alternativa 1 el costo del ramal desde La Oroya a Huancayo. El mismo se ha estimado en un gasoducto de 106 km y 10” de diámetro resultaría en un incremento de inversión para la Alternativa 1 de US\$ 22 MM.

³⁹ Parámetros estimados conforme relevamiento de fuentes privadas en el Perú.

⁴⁰ “Detalle de los Costos de RRP (por región) y RRD (por localidad)” R. García Consultores & Intec/Arcan, Octubre de 2004 (Regiones Ayacucho, Junín e Ica) y Mayo de 2005 (Región Cusco).

Tabla 2.13: Costos de inversión de RRP por tramo y región – Regiones Ayacucho, Junín, e Ica (Alternativa 1)

<i>Tramo / Sistema</i>	<i>MM US\$</i>
Lurín - La Oroya	57,6
La Oroya – Tarma	8,2
<i>Total Sistema Junín</i>	<i>65,9</i>
Humay – Pisco	6,3
Pisco – Ica	12,3
Ica – Marcona	35,2
<i>Total Sistema Ica</i>	<i>53,8</i>
<i>Derivación Ayacucho</i>	<i>2,5</i>
<i>CAPEX Total (con extensión a Nazca – Marcona)</i>	<i>122,1</i>
<i>CAPEX Total (sin extensión a Nazca – Marcona)</i>	<i>87,0</i>

Tabla 2.14: Costos de inversión de RRP por tramo y región - Regiones Ayacucho, Junín, e Ica (Alternativa 2)

<i>Tramo / Sistema</i>	<i>MM US\$</i>
Ayacucho – Huancayo	41,9
Huancayo - La Oroya	22,2
La Oroya – Tarma	4,5
<i>Total Sistema Junín</i>	<i>68,6</i>
Humay – Pisco	6,3
Pisco – Ica	12,3
Ica – Marcona	35,2
<i>Total Sistema Ica</i>	<i>53,8</i>
<i>Derivación Ayacucho</i>	<i>5,5</i>
<i>CAPEX Total (con extensión a Nazca – Marcona)</i>	<i>127,9</i>
<i>CAPEX Total (sin extensión a Nazca – Marcona)</i>	<i>92,7</i>

2.67 Para la Región Cusco, se estimó el costo de construcción del RRP para las tres alternativas de abastecimiento de demanda consideradas en el estudio, que concluyen en tres dimensionamientos de infraestructura con los siguientes diámetros requeridos para el gasoducto:

- Cusco + Cachimayo: gasoducto 8”.
- Cusco + Cachimayo + Quillabamba: gasoducto 10”.
- Cusco + Cachimayo + Quillabamba + Combapata: gasoducto 12”.

2.68 Las estimaciones de inversión para estas alternativas han sido cuantificadas por Arcan con una tolerancia de +/- 20% y los costos se presentan en forma de probabilidad de ocurrencia, considerando que los mismos son aleatorios conforme a la oferta y la demanda de cada rubro. En la tabla 2.15 se presentan los costos de inversión en RRP para cada escenario de infraestructura (D1; D1+ D2; D1+ D2 + D3).

Tabla 2.15: Costos de Inversión de RRP por Escenario de Demanda – Región Cusco (en MM US\$)

<i>Requerimiento CAPEX</i>	<i>Demanda</i>		
	<i>D1</i>	<i>D2</i>	<i>D3</i>
	<i>Cusco + Cachimayo</i>	<i>Cusco + Cachimayo + Quillabamba</i>	<i>Cusco + Cachimayo + Combapata</i>
CAPEX D1	67,8		
	+		
Incremental CAPEX (D2 – D1)	21,2		
CAPEX D1 + D2	=	89,0	
		+	
Incremental CAPEX (D3 – D2)		38,9	
CAPEX D1 + D2 + D3		=	127,9

CAPEX en Ramales y Redes de Distribución (RRD)

2.69 En el caso de la valoración de los CAPEX para los ramales de media presión (15 bar en Ayacucho, Junín, Ica y Cusco; y 20 bar en Quillabamba) se parte de la configuración presentada anteriormente. Se han considerado como costos unitarios en ramales y redes de distribución aquellos aplicados por OSINERG en la Revisión Tarifaria de Otras Redes de Lima y Callao⁴¹.

⁴¹ Resolución OSINERG N°097-2004-OS/CD que aprueba las Tarifas Finales para Otras Redes de Distribución de Gas Natural de Lima y Callao - Período Agosto 2004 - Julio 2008, Lima, 20/05/2004.

2.70 A continuación se muestran los costos totales de inversión en infraestructura de los sistemas de distribución de media presión (MP) en las localidades abastecidas por los RRP, para las Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco.

Tabla 2.16: Inversión en Ramales de Distribución de MP por región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (Alternativa 1)

<i>Sistema</i>	<i>M US\$</i>
La Oroya	2 785
Tarma	1 601
<i>Total Región Junín</i>	<i>4 386</i>
Pisco	3 714
Ica	1 594
<i>Total Región Ica</i>	<i>5 309</i>
<i>Total Región Ayacucho</i>	<i>868</i>
<i>CAPEX total</i>	<i>10 563</i>

Tabla 2.17: Inversión en Ramales de Distribución de MP por región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (Alternativa 2)

<i>Sistema</i>	<i>M US\$</i>
La Oroya	2 614
Tarma	1 601
Huancayo	1 781
<i>Total Región Junín</i>	<i>5 996</i>
Pisco	3 714
Ica	1 594
<i>Total Región Ica</i>	<i>5 309</i>
<i>Total Región Ayacucho</i>	<i>868</i>
<i>CAPEX total</i>	<i>12 172</i>

Tabla 2.18: Inversión de Ramales de Distribución de MP por Localidad – Región Cusco (en MM US\$)

<i>Requerimiento CAPEX</i>	<i>Demanda</i>	
	<i>D1</i>	<i>D2</i>
	<i>Cusco + Cachimayo</i>	<i>Cusco + Cachimayo + Quillabamba</i>
CAPEX D1	2,9	
	+	
Incremental CAPEX (D2 – D1)	0,9	
<i>CAPEX D1 + D2</i>	=	3,7

2.71 La inversión en redes de baja presión (BP) dependerá del número de usuarios conectados en el período. Considerando, a su vez, la longitud de tubería de BP por usuario presentadas anteriormente para las regiones de montaña y costa, y los costos unitarios para redes de PE a 4 bar de 2", se ha valorizado el CAPEX total en redes de BP para cada una de las localidades. Adicionalmente, el costo de acometidas dependerá del tipo de usuarios conectado (residencial, comercios, GNV, Grandes clientes) y del número total de conexiones en el tiempo. Tomando como base los costos unitarios en acometidas por tipo de cliente conforme OSINERG (para el caso de residenciales, comercios y pequeña industria y GNV) y fuentes privadas (para el caso de grandes clientes) se ha estimado el costo de inversión en acometidas del servicio.

2.72 En la tabla 2.19 se muestra la inversión total en infraestructura de BP y acometidas que requerirá el proyecto para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica en el escenario conservador de demanda y penetración de usuarios, cabe señalar que este escenario será el Caso Base para las evaluaciones económicas y financieras. En la tabla 2.20 se muestra la inversión total en infraestructura de BP y acometidas para la Región Cusco, considerando el escenario de infraestructura II, o sea Cusco, Cachimayo y Quillabamba.

Tabla 2.19: Inversión en Redes de Distribución de BP y Acometidas por Región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica

<i>Sist. Distribución</i>	<i>Ref. N° Usuarios al año 2025</i>	<i>En M US\$</i>			
		<i>BP</i>	<i>Acometidas</i>	<i>Subtotales</i>	<i>Total</i>
La Oroya	3 682	785	815	1 600	
Tarma	6 162	1 314	1 391	2 705	
Huancayo	39 628	8 452	12 192	20 643	
<i>Total Junín</i>					24 949
Pisco	10 834	2 885	2 618	5 503	
Ica	24 828	6 620	5 921	12 542	
<i>Total Ica</i>					18 045
<i>Ayacucho</i>	14 226	3 035	3 371	6 406	6 406
<i>Totales</i>	99 360	23 092	26 307	49 400	49 400

Tabla 2.20: Inversión en Redes de Distribución de BP y Acometidas por Localidad - Región Cusco

<i>Sist. Distribución</i>	<i>Ref. N° Usuarios al año 2025</i>	<i>En M US\$</i>		
		<i>BP</i>	<i>Acometidas</i>	<i>Total</i>
Cusco	37 663	11 899	9 701	21 600
Quillabamba	4 784	1 017	3 544	4 561
Cachimayo	2	0	2 400	2 400
<i>Totales</i>	42 449	12 916	15 645	28 561

CAPEX en Activos Fijos No Productivos (AFNP)

2.73 Estas inversiones corresponden a costos que deben enfrentar los concesionarios, adicionalmente a aquellos que se han presentado hasta aquí (tuberías, instalaciones en “City Gate”, estaciones reguladoras de presión, etc.). Los AFNP⁴² consignan todos aquellos activos que también son necesarios para la prestación del servicio, por ejemplo: terrenos, edificios, vehículos, útiles, sistemas informáticos y otros; los cuales han sido valorizados conforme indicadores de “benchmarks” internacionales.

⁴² Abreviación utilizada por OSINERG para identificar a este tipo de inversiones.

Se ha considerado que estas inversiones representan el 5% de la inversión en infraestructura de RRP y RRD. Los montos de inversión correspondientes a este ítem se muestran más adelante totalizados por región.

Requerimientos de Inversión en Capital de Trabajo

2.74 Los Concesionarios enfrentarán para la prestación del servicio costos asociados a inventario de materiales y el capital monetario financiero necesario para solventar el retraso (“lag”) de tiempo que existe entre el momento en que los gastos en gas natural y transporte en TTC son realizados y cuando se perciban efectivamente las facturaciones de sus servicios. Se ha considerado como “benchmarks” para la valorización de estos costos los siguientes criterios:

- Inventario de materiales: 2% del valor anual de OPEX
- Capital Monetario: para RRP el 12,5% del aumento anual en OPEX y para RRD: 20 días de atraso entre los momentos de efectivizar gastos de gas y TTC y la percepción de la facturación a los usuarios finales.

2.75 Estos requerimientos de inversión se incorporan a los “cash flows” de los negocios cuando se analiza la prefactibilidad financiera de cada unidad a concesionar.

OPEX del Servicio del Concesionario

2.76 La valorización del OPEX del servicio para los RRP y RRD resulta de aplicar las referencias que ha utilizado OSINERG en el Estudio Tarifario de Lima y Callao, al que nos referimos anteriormente⁴³. Los OPEX de los RRP son valorizados teniendo en cuenta un costo por longitud de ramal de US\$10 627/km de extensión de ramal. El OPEX de los RRD depende de dos factores principales: (i) la extensión de los ramales y redes de distribución y, (ii) del número de usuarios con prestación del servicio. Para la valoración de los OPEX en el negocio de redes de distribución (RD) para el período analizado se ha considerado en relación a estos dos factores: (i) evolución de km de redes de MP y BP conforme fuera presentado anteriormente, (ii) el escenario de penetración de usuarios del denominado Caso Base.

CAPEX a cargo del usuario en instalaciones internas y conversiones

2.77 Se ha puntualizado que para la conexión al servicio y posterior inicio del consumo de gas natural, los usuarios deberán realizar inversiones en instalaciones internas y conversiones. Considerando el escenario conservador de penetración de usuarios en las Regiones Ayacucho, Junín e Ica se llega a los montos de inversión mostrados en la tabla 2.21.

⁴³. Resolución OSINERG N°097-2004-OS/CD.

Tabla 2.21: Inversión en Instalaciones Internas y conversiones por Región – Regiones Ayacucho, Junín e Ica (en M US\$)

<i>Sistema Distribución</i>	<i>Inversión en Instalación Interna y Conversión</i>
La Oroya	3 941
Tarma	2 042
Huancayo	14 649
<i>Total Región Junín</i>	<i>20 631</i>
Pisco	10 075
Ica	6 150
<i>Total Región Ica</i>	<i>16 225</i>
<i>Región Ayacucho</i>	<i>2 449</i>
<i>CAPEX Total</i>	<i>39 305</i>

2.78 Se presentan en la tabla 2.22 las inversiones en instalaciones internas y conversiones que deberán hacer los usuarios de la Región Cusco para hacer uso del servicio de gas natural, para lo cual se consideró el escenario de infraestructura II (Cusco, Cachimayo, Quillabamba).

Tabla 2.22: Inversión en instalaciones internas y conversiones por Localidad – Región Cusco (en M US\$)

<i>Sistema Distribución</i>	<i>Inversión en Instalación Interna y Conversión</i>
Cusco	7 734
Quillabamba	689
Cachimayo	2 500
<i>CAPEX Total</i>	<i>10 923</i>

Valorización Total de los CAPEX y OPEX por Región y Alternativa

2.79 Las tablas 2.23 a 2.26 contienen los resultados globales de los costos de abastecimiento (CAPEX y OPEX) por región, y aspectos técnicos de los ramales como longitudes de las tuberías tendidas y usuarios abastecidos para el total de los sistemas. También se identifican los montos de la inversión en ramales y redes que se realiza al inicio del proyecto (año 0) y las que se efectúan en forma escalonada en el resto del período bajo análisis (1-20). Puede observarse que la inversión en RRP y RRD de MP es

realizada al inicio. La inversión en redes de BP, acometidas e instalaciones internas, por el contrario, se va efectuando en la medida que se produce la incorporación en el tiempo de las diferentes clases de usuarios al sistema de prestación del servicio.

Tabla 2.23: CAPEX Y OPEX Total - Región Ica (No incluye Ramal Principal Ica – Marcona ni el Sistema de Distribución Nazca / Marcona, en MM US\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	96 km	18,6	18,6	
2. Ramales y Redes de Distribución	442 km	14,8	6,8	8,1
Redes MP	(39 km)		(5,3)	(8,1)
Redes BP	(403 km)		(1,5)	-
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>33,5</u>	<u>25,4</u>	<u>8,1</u>
3. Sistema Acometidas	35 662 usuarios	8,5	1,3	7,3
4. Instalaciones Internas/Conversiones		16,2	7,1	9,2
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>24,8</u>	<u>8,3</u>	<u>16,5</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>1,7</u>	<u>1,3</u>	<u>0,4</u>
	TOTAL	59,9	35,0	24,9
			58%	42%
		<i>2007</i>	<i>2025</i>	<i>Promedio (2006 –25)</i>
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	2,1	2,3	2,1

Tabla 2.24: CAPEX y OPEX Total - Región Ayacucho (en MM US\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	22 km	2,5	2,5	
2. Ramales y Redes de Distribución	136 km	3,9		3,9
Redes MP	(7 km)			
Redes BP	(129 km)			
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>6,4</u>	<u>2,5</u>	<u>3,9</u>
3. Sistema Acometidas	14 226 usuarios	3,4		3,4
4. Instalaciones Internas/Conversiones		2,4		2,4
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>5,8</u>		<u>5,8</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>0,3</u>	<u>0,1</u>	<u>0,2</u>
	TOTAL	12,5	2,6	9,9
			21%	79%
				<i>Promedio (2006 –25)</i>
<i>OPEX</i>		<i>2007</i>	<i>2025</i>	
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	0,5	0,7	0,6

Tabla 2.25: CAPEX y OPEX Total - Región Junín, Alternativa 1
(No Incluye Sistema de Distribución Huancayo, en MM US\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	236 km	65,9	65,9	
2. Ramales y Redes de Distribución	113 km	6,5		6,5
Redes MP	(24 km)			
Redes BP	(89 km)			
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>72,4</u>	<u>65,9</u>	<u>6,5</u>
3. Sistema Acometidas	9 844 usuarios	2,2		2,2
4. Instalaciones Internas/Conversiones		6,0		6,0
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>8,2</u>		<u>8,2</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>3,6</u>	<u>3,3</u>	<u>0,3</u>
	TOTAL	84,2	69,2	15,0
			82%	18%
				<i>Promedio (2006 –25)</i>
<i>OPEX</i>		<i>2007</i>	<i>2025</i>	
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	2,7	2,9	2,8

Tabla 2.26: CAPEX y OPEX Total - Región Junín, Alternativa 2
(Incluye Sistema de Distribución Huancayo, en MM US\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006–25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	380 km	71,6	71,6	
2. Ramales y Redes de Distribución	492 km	16,5		16,5
Redes MP	(45 km)			
Redes BP	(447 km)			
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>88,1</u>	<u>71,6</u>	<u>16,5</u>
3. Sistema Acometidas	49 472 usuarios	14,4		14,4
4. Instalaciones Internas/Conversiones		20,6		20,6
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>35,0</u>		<u>35,0</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>4,4</u>	<u>3,6</u>	<u>0,8</u>
	TOTAL	127,6	75,2	52,4
			59%	41%
		<i>2007</i>	<i>2025</i>	<i>Promedio (2006–25)</i>
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	4,8	5,5	5,1

2.80 En virtud de hacer comparables las alternativas de trazado 1 y 2 de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, en montos de inversión requeridos y mercados a proveer del servicio de gas natural se ha adicionado al costo de abastecimiento de la primera alternativa el costo de extensión del RRP La Oroya - Huancayo (Región Junín) y las inversiones en RRD e instalaciones internas en la localidad de Huancayo. Así la Alternativa 1, es readeuada y se la identifica como Alternativa 1-A. Las tablas 2.27, 2.28 y 2.29 muestran los resultados totales (CAPEX y OPEX) de las Alternativas 1, 1-A y 2, respectivamente.

Tabla 2.27: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 1 (en MMUS\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	354 km	87,0	87,0	
2. Ramales y Redes de Distribución	691 km	25,2	6,8	18,4
Redes MP	(70 km)		(5,3)	(5,3)
Redes BP	(620 km)		(1,5)	(13,2)
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>112,2</u>	<u>93,7</u>	<u>18,4</u>
3. Sistema Acometidas	59 732 usuarios	14,1	1,3	12,9
4. Instalaciones Internas/Conversiones		24,7	7,1	17,6
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>38,8</u>	<u>8,3</u>	<u>30,5</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>5,6</u>	<u>4,7</u>	<u>0,9</u>
	TOTAL	156,6	106,7	49,8
			68%	32%
				Promedio (2006 –25)
<i>OPEX</i>		2007	2025	
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	7,3	7,8	7,4

Tabla 2.28: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 1-A (en MMUS\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	460 km	109,1	109,1	
2. Ramales y Redes de Distribución	1 061 km	35,4	6,8	28,7
Redes MP	(82 km)		(5,3)	(7,0)
Redes BP	(978 km)		(1,5)	(21,6)
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>144,6</u>	<u>115,9</u>	<u>28,7</u>
3. Sistema Acometidas	99 360 usuarios	26,3	1,3	25,1
4. Instalaciones Internas/Conversiones		39,3	7,1	32,3
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>65,6</u>	<u>8,3</u>	<u>57,3</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>7,2</u>	<u>5,8</u>	<u>1,4</u>
	TOTAL	217,4	130,0	87,4
			60%	40%
				Promedio (2006 –25)
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	8,0	9,1	8,4

Tabla 2.29: CAPEX y OPEX Total – Regiones Ayacucho, Junín e Ica, Alternativa 2 (en MMUS\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales	476 km	92,7	92,7	
2. Ramales y Redes de Distribución	1 069 km	35,3	6,8	28,5
Redes MP	(91 km)		(5,3)	(6,9)
Redes BP	(978 km)		(1,5)	(21,6)
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>127,9</u>	<u>99,5</u>	<u>28,5</u>
3. Sistema Acometidas	99 360 usuarios	26,3	1,3	25,1
4. Instalaciones Internas/Conversiones		39,3	7,1	32,3
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>65,6</u>	<u>8,3</u>	<u>57,3</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>6,4</u>	<u>5,0</u>	<u>1,4</u>
	TOTAL	199,9	112,7	87,2
			56%	44%
<i>OPEX</i>		<i>2007</i>	<i>2025</i>	<i>Promedio (2006 –25)</i>
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	9,3	10,4	9,7

2.81 En la tabla 2.30 se muestran las características que diferencian las Alternativas 1 y 2 explicadas en detalle hasta aquí. Se concluye que si bien el ramal Lurín-La Oroya-Tarma para abastecer a la Región Junín tiene implícito un costo menor de inversión en comparación al ramal de derivación Ayacucho-Huancayo-La Oroya-Tarma, es necesario puntualizar lo siguiente:

- A la alternativa 1 es necesario sumarle la inversión incremental para incluir el mercado de Huancayo, con lo cual la inversión en esta alternativa es mayor.
- Bajo la Alternativa 1 se necesitarán antes inversiones incrementales sobre el gasoducto troncal de Camisea (3 años antes que la Alternativa 2).

- El hecho de que la Alternativa 1 se inicie en un punto más alejado desde Camisea, hace más crítico el abastecimiento a la región Junín, puesto que respecto al comportamiento hidráulico frente al sistema de transporte, resulta menos riesgoso tomar el gas natural más cerca del yacimiento.

Tabla 2.30: Comparativa de Ramales por Alternativa para Abastecimiento de la Región Junín

Ítem	Alternativa 1		Alternativa 2
	Sin extensión a Huancayo	Con extensión a Huancayo	Ramal Camisea VB277 – Ayacucho – Huancayo – La Oroya - Tarma
Año alcanzado para el suministro de gas natural	2007		2010
Longitud (km)	236	342	380
Diámetros	12” – 10” – 6”		10” – 6”
Distancia desde Camisea a Derivación (km)	732	838	278
Comportamiento hidráulico frente al sistema de transporte	Crítico por derivar de Lurín (nodo extremo del sistema)		Aceptable porque de un punto más cercano a Camisea
Costo Industrial (US\$ MM)	53,8	71,3	57,8

2.82 En las tablas 2.31, 2.32 y 2.33 se presentan los CAPEX y OPEX totales para los tres escenarios de demanda considerados para la Región Cusco:

Tabla 2.31: CAPEX y OPEX Total – Región Cusco, Escenario I: Cusco – Cachimayo (en MMUS\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006 –25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales (8")	233 km	67,8	67,8	-
2. Ramales y Redes de Distribución	362 km	14,8	4,7	10,0
Redes MP	(23 km)		(2,9)	-
Redes BP	(339 km)		(1,8)	(10,0)
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>82,6</u>	<u>72,5</u>	<u>10,0</u>
3. Sistema Acometidas	37 665 usuarios	12,1	3,9	8,2
4. Instalaciones Internas/Conversiones		10,2	3,3	6,9
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>22,3</u>	<u>7,3</u>	<u>15,1</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>4,1</u>	<u>3,6</u>	<u>0,5</u>
	TOTAL	109,0	83,4	25,6
			70%	24%
				<i>Promedio (2006 –25)</i>
<i>OPEX</i>		<i>2007</i>	<i>2025</i>	
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	3,3	3,7	3,6

Tabla 2.32: CAPEX y OPEX Total – Región Cusco, Escenario II: Cusco – Cachimayo – Quillabamba (en MMUS\$)

<i>CAPEX</i>	<i>Configuración</i>	<i>Total Periodo</i>	<i>2005 (Año 0)</i>	<i>2006–25 (Resto)</i>
1. Ramales Regionales Principales (8")	270 km	89,0	89,0	-
2. Ramales y Redes de Distribución	411 km	16,7	5,8	10,9
Redes MP	(29 km)		(3,7)	-
Redes BP	(382 km)		(2,0)	(10,9)
Subtotal Costos CAPEX Ramales y Redes		<u>105,7</u>	<u>94,8</u>	<u>10,9</u>
3. Sistema Acometidas	42 449 usuarios	15,6	6,5	9,2
4. Instalaciones Internas/Conversiones		10,9	3,4	7,5
Subtotal Costos CAPEX para acceso al Servicio		<u>26,6</u>	<u>9,9</u>	<u>16,7</u>
5. Inversiones Activos Fijos No Productivos		<u>5,3</u>	<u>4,7</u>	<u>0,5</u>
	TOTAL	137,6	109,4	28,1
			80%	20%
				<i>Promedio (2006–25)</i>
<i>OPEX</i>		<i>2007</i>	<i>2025</i>	
<i>Sistema de Ramales y Redes</i>	TOTAL	3,8	4,3	4,1

MMPC, respectivamente), tienen implícito un costo menor de inversión por unidad de capacidad respecto a lo deducido para la Región Cusco.

Tabla 2.34: CAPEX Y OPEX Total - Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco (en MMUS\$)

Item			Junín + Ayacucho	Ica	Región Cusco		
					Cusco + Cachimayo + Quillabamba + Combapata	Cusco + Cachimayo + Quillabamba	Cusco + Cachimayo
CAPEX RRP + AFNP	+	MM US\$	78,1	56,8	135,2	94,3	71,9
CAPEX RRD + Acometidas	+	MM US\$	38,2	23,4	32,3	32,3	26,9
Instalaciones Internas Conversiones	+	MM US\$	23,1	16,2	10,9	10,9	10,2
CAPEX Total		MM US\$	139,4	96,4	178,4	137,6	109,0
OPEX RRP + RRD		MM US\$	5,7	2,1	5,3	4,1	3,6
Demanda (2025)		MMPCD	55,6	63,5	64,1	37,2	14,9
CAPEX Total / Demanda	/	US\$/PCD	2,51	1,52	2,78	3,7	7,32
Usuarios		Nro	63 698	35 662	42 450	42 447	37 663

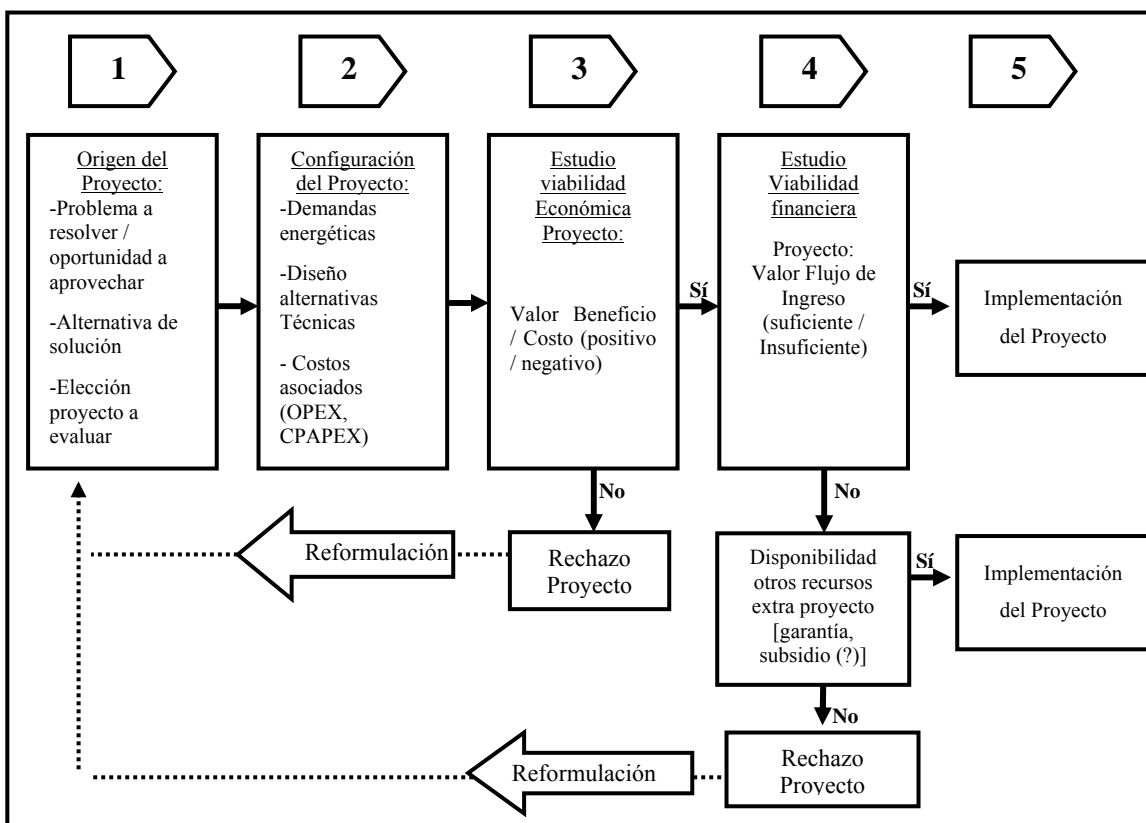
3

Análisis de Prefactibilidad Económica y Financiera de los Proyectos

Metodología de Evaluación

3.1 Los proyectos de provisión de gas natural a las regiones son analizados desde el punto de vista económico y financiero siguiendo una metodología en etapas que se muestra a continuación en forma de esquema. Bajo esta metodología, los proyectos van superando diferentes pruebas o “test” de análisis para decidir su implementación.

Figura 3.1: Etapas para Elaboración y Análisis de Viabilidad Económica – Financiera de Proyectos



3.2 Hasta aquí se ha abarcado las etapas 1 (Origen del proyecto) y 2 (Configuración del Proyecto). En esta sección nos explayaremos sobre las etapas 3 (Evaluación Económica) y 4 (Evaluación financiera), las cuales una vez superadas con éxito dan paso a la Etapa 5 (Implementación de los Proyectos).

3.3 La evaluación económica – que se esquematiza en la figura 3.2 - supone comparar los beneficios y los costos económicos generados por los proyectos de provisión de gas natural a las diferentes regiones. Los beneficios están representados por el valor económico de los energéticos a sustituir por los diferentes sectores, incluidos los beneficios ambientales que se estima traerá consigo la llegada del gas natural. El beneficio se calcula como el valor actual de las demandas de energéticos a sustituir en el período, multiplicadas por los respectivos precios económicos de los energéticos⁴⁴. Un tema para destacar es que en la valorización de los ingresos, no se ha incluido el monto adicional generado por los líquidos (etano, propano, butano y gasolinas) que serán posibles extraer y comercializar toda vez que se produce el gas natural para comercializarlo en el mercado “downstream” de gas natural seco⁴⁵. Posteriormente el valor económico es comparado con los costos económicos de provisión del nuevo energético que se requerirán, expresados en valor actual. Los costos incluyen todos aquellos costos de la cadena que explicamos en la sección II hasta la boca de consumo del usuario (gas natural, transporte, CAPEX y OPEX de RRP y RDD, CAPEX de instalaciones internas de los usuarios finales y en conversiones). En la valorización de los beneficios económicos netos, como es usual, no se incluyen ninguna clase de impuestos u otras transferencias entre sectores de la economía.

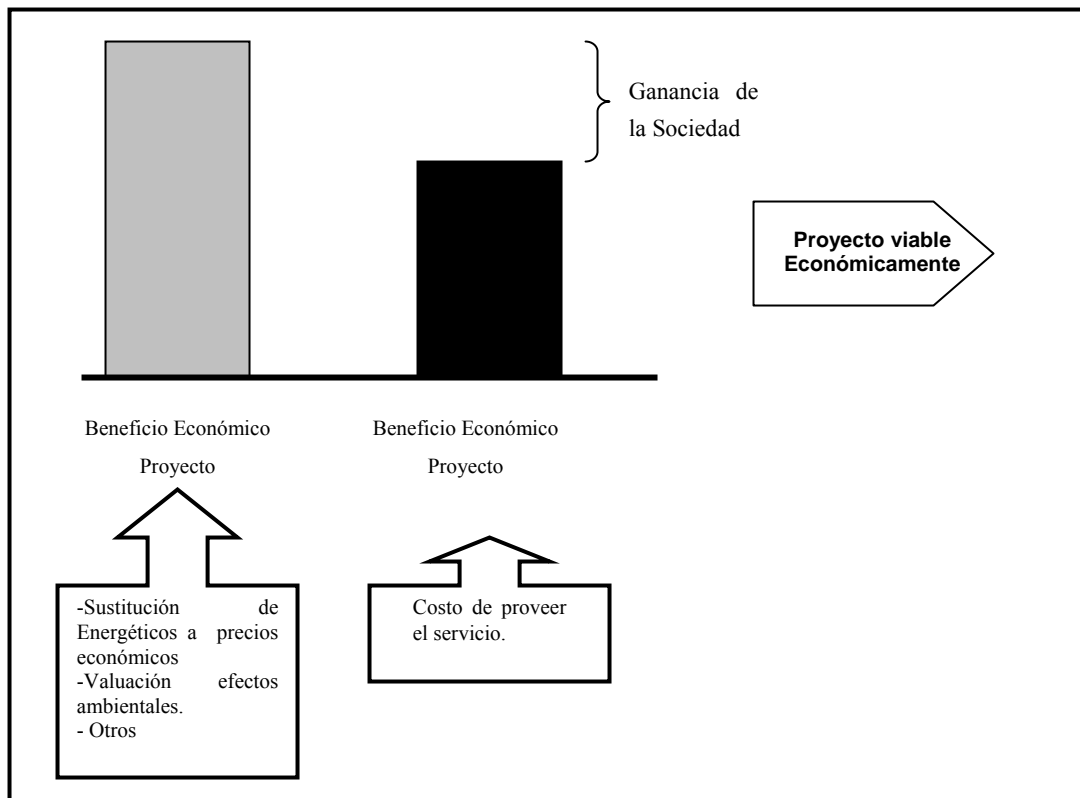
3.4 Cuando los Beneficios superan Costos, se pasa a la siguiente etapa de Evaluación Financiera; de lo contrario, es necesario rechazar el proyecto y reformularlo volviendo a la Etapa 1.

3.5 Vale notar que adicionalmente al análisis de evaluación económica, se realizó otro análisis que valora el ahorro monetario potencial que tendrían los consumidores al sustituir energéticos más caros por el gas natural, este análisis se denomina “de conveniencia de sustitución” y considera, para la valorización de los ingresos, los precios actuales de los energéticos a sustituir. Éste análisis se llevó a cabo sólo para el caso de la Región Cusco pues en la fecha de elaboración del Estudio de esta región se presentaron aumentos más asiduos del precio del petróleo (Abril de 2005); no así para el caso de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica en donde este análisis no se justificaba por que los precios económicos eran prácticamente los precios efectivos que pagaba el usuario sin impuestos⁴⁶ (Octubre de 2004).

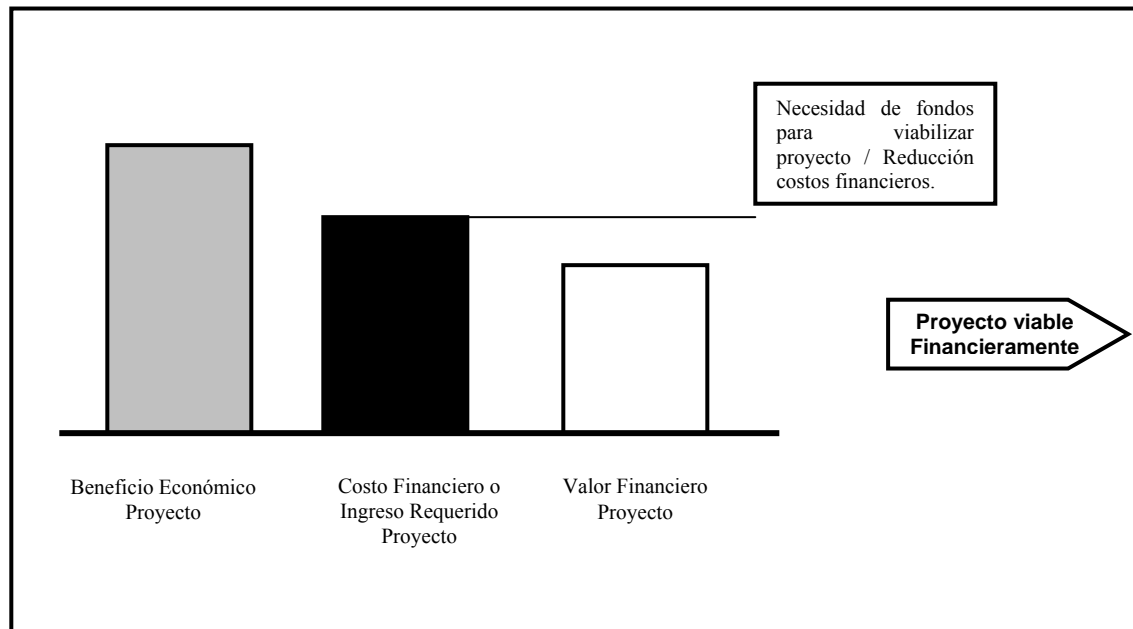
⁴⁴ Consigna el ahorro de recursos energéticos que el proyecto libera a la economía.

⁴⁵ Metano en su mayoría.

⁴⁶ Véase el punto “Precios de los Energéticos a Sustituir por GN”, página 104.

Figura 3.2: Prefactibilidad Económica del Proyecto

3.6 En la Evaluación Financiera, el objetivo es hacer sustentable para el concesionario los proyectos de provisión de gas natural a las regiones. Ello significa que la prestación del servicio deberá tener un ingreso o tarifa, o combinación de los mismos, de tal forma que permitan recuperar todos los costos financieros más costos exógenos al concesionario (gas natural, TTC) y todos los CAPEX y OPEX de los ramales principales y secundarios hasta el usuario final, más una retribución razonable. En caso de que –por razones sociales, de mercado, etc.- el Estado decidiera imponer una tarifa más baja que el costo de prestación del servicio, deberán existir fondos no generados por el mismo proyecto -fondos denominados extraproyectos- para hacer sustentable la prestación del servicio en términos financieros. En la figura 3.3 se esquematiza el análisis realizado en términos financieros y se observa que en caso de que no sea posible estructurar al negocio en forma adecuada desde el punto de vista financiero al concesionario, será necesario reformular el proyecto y volver en su defecto a la Etapa 1, dando origen a un nuevo proyecto de provisión que será nuevamente evaluado.

Figura 3.3: Prefactibilidad Financiera del Proyecto

Prefactibilidad Económica de los Proyectos y Conveniencia de Sustitución

3.7 Los cálculos para el análisis de prefactibilidad de los proyectos (que comprenden el análisis de conveniencia de sustitución para el usuario –sólo para la Región Cusco- y la evaluación económica –para todas las regiones-) se efectuaron sobre el denominado Caso Base en el proyecto de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, mientras que en el proyecto de la Región Cusco, se consideraron los Escenarios I y II de dimensionamiento del RRP de aprovisionamiento a Cusco – Cachimayo (gasoducto de 8”) y a Cusco – Cachimayo – Quillabamba (gasoducto de 10”), respectivamente, y cuyos supuestos se explicarán en detalle más adelante. Adicionalmente, como se verá luego, se han realizado ejercicios de sensibilidad para identificar las principales variables críticas de los proyectos de provisión de gas natural a las diferentes regiones. En el apéndice metodológico que figura en el Anexo 1 se incluye un desarrollo de las fórmulas aplicadas para los cálculos de las evaluaciones económicas.

3.8 Para el cómputo específico de los Beneficios Económicos por Región, el análisis de prefactibilidad se efectuó en forma específica para cada sector consumidor por región para identificar la composición sectorial de los beneficios económicos de los proyectos analizados.

Supuestos de Análisis e Información para los cálculos

Valuación de los Ingresos Económicos

A) Composición de la canasta de consumo de energéticos a sustituir por GN por sector

3.9 Conforme los datos de la encuestas efectuadas por las empresas Corporación de Compañías de Research y Macroconsult, y que fueron la base para la elaboración de los Estudios de Mercado, se diseñó, por sector consumidor, la composición de la canasta de energéticos a sustituir por gas natural. Los resultados se muestran en los gráficos 3.1 – 3.4, para cada una de las regiones bajo análisis.

3.10 Se observa que en el sector residencial, el principal combustible a sustituir será el GLP, seguido en menor cuantía por: kerosene, leña y electricidad⁴⁷. En los sectores comercial y pequeña industria será más relevante el residual, seguido por el GLP. En el sector de grandes clientes, los principales energéticos a sustituir son los residuales y el carbón, principalmente. En el sector automotor –que no se grafica- el combustible sustituible será la gasolina.

⁴⁷ La División Nitratos de la empresa Yura ubicada en la localidad de Cachimayo en la Región Cusco, sustituiría este energético.

Gráfico 3.1: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Ayacucho

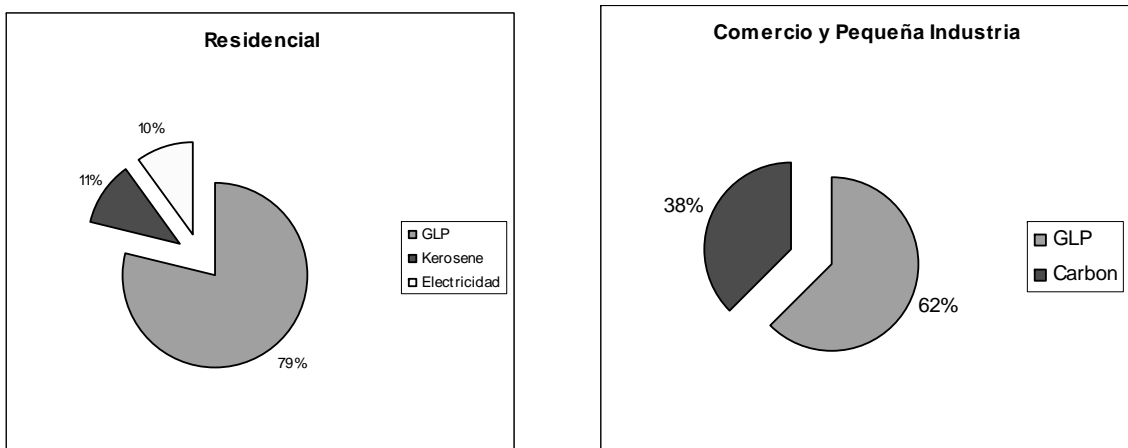


Gráfico 3.2: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Ica

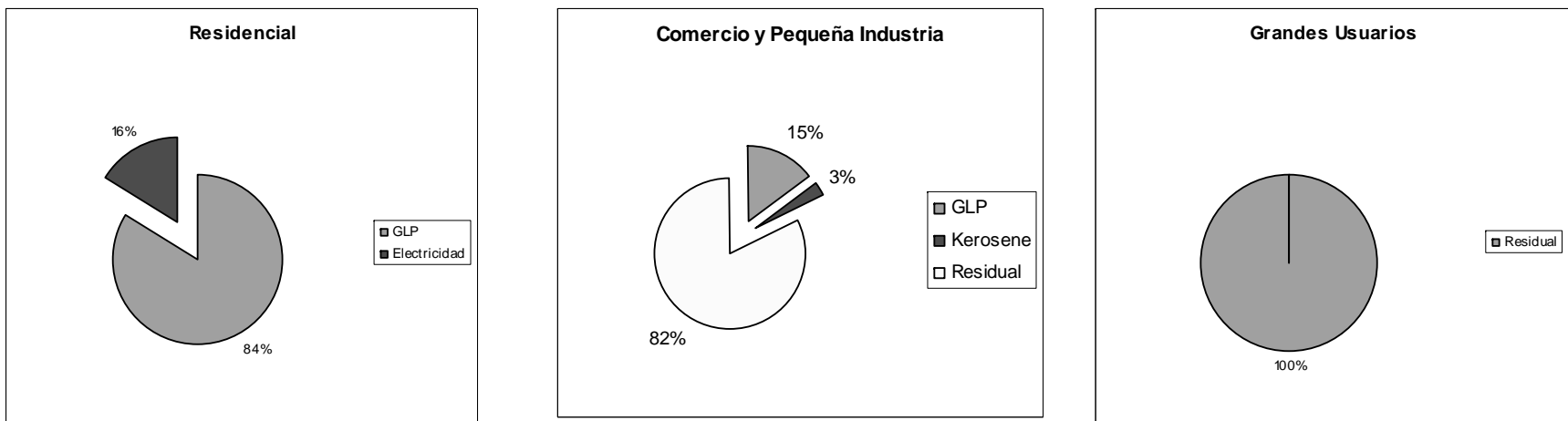


Gráfico 3.3: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Junín

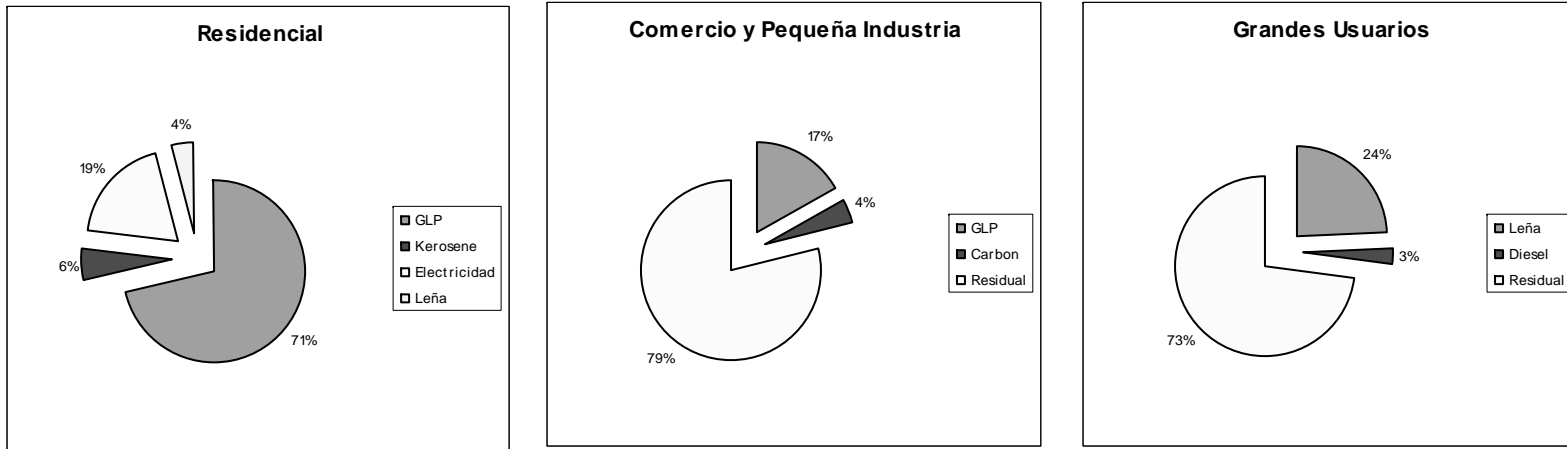
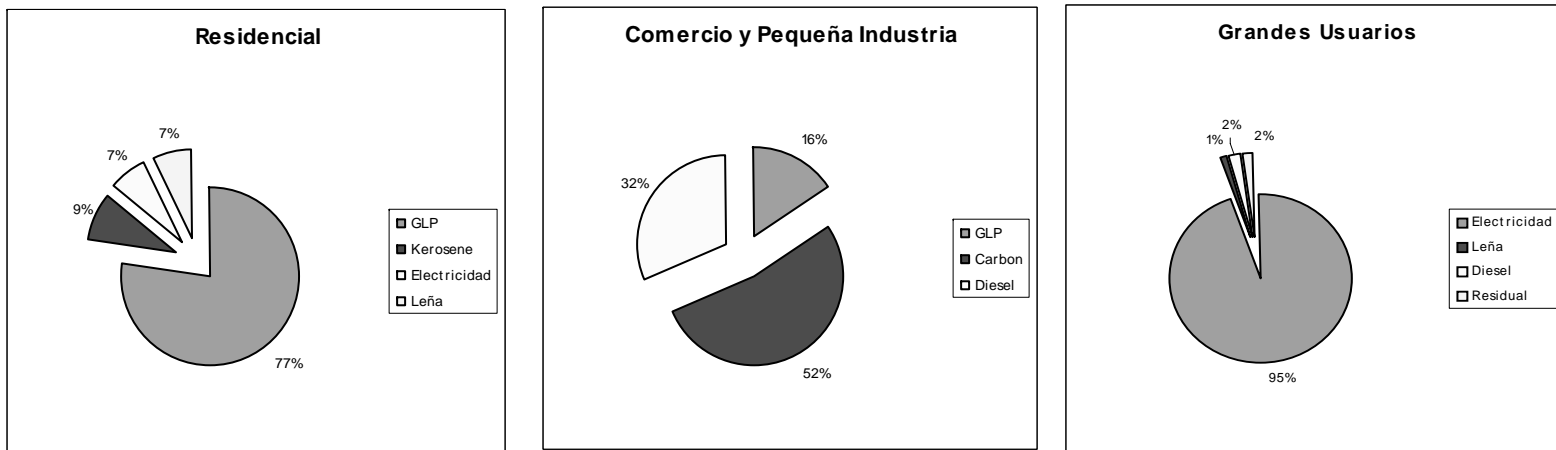


Gráfico 3.4: Consumo de Energéticos Potencialmente Sustituibles por Gas Natural – Región Cusco



B) Valuación del Beneficio Económico de la Central Térmica a Gas Natural en Quillabamba

3.11 En el caso de Quillabamba, ciudad situada en la Región Cusco, la demanda potencial de gas natural es explicada en casi su totalidad por el consumo de un proyecto de generación térmica. Para la valoración del beneficio que podría aportar la generación eléctrica se calcula el “Net Back Value” (NBV) del gas natural en puerta de la nueva central térmica. Este NBV surge de computar la diferencia, en valores actuales para un período de 20 años, de los ingresos que generará la central térmica al precio barra de la energía en el nodo de Machupichu, menos el costo de capital y costo operativo de la central para un factor de utilización de planta razonable⁴⁸ en el período considerado. El NBV se debe interpretar como el valor máximo del gas natural para usar en la central térmica. Para ser positivo el beneficio de la central en el análisis, dicho NBV debe ser mayor al costo de proveer gas natural en la puerta de la central (precio gas natural + Transporte Gasoducto Principal Camisea + Costos RRP-RRD)⁴⁹.

C) Precios de los Energéticos a Sustituir por el Gas Natural

3.12 Los precios de los energéticos a sustituir, difieren según los análisis realizados:

- Precios sustitución para el usuario: precios actuales sin IGV (Impuesto General a las Ventas).
- Precios económicos: precios de energéticos de Petroperú sin impuestos, corregidos por valores de precios que publica OSINERG bajo la denominación de “Precios de Referencia de Derivados del Petróleo”. Estos precios se los considera un “proxy” adecuado de los precios económicos, toda vez que la metodología empleada por el organismo para sus cálculos de precios de referencia, utiliza estimaciones de precios de paridad de importación o exportación. Los precios de paridad para el estudio de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, fueron los vigentes al mes de Julio de 2004 y para el estudio de la Región Cusco, a aquellos vigentes el mes de Marzo de 2005, siendo el precio implícito del crudo -WTI en esos momentos de US\$ 38/bbl y US\$ 54/bbl. respectivamente. Debido a esta diferencia es que, asumiendo una postura general conservadora, se tomó US\$ 40/bbl como el precio de referencia para las estimaciones en los casos base de los dos informes para el período de análisis (2005-2025). Los ejercicios de simulación efectuados, como se muestra más adelante, fueron hechos reflejando la tendencia al alza del precio del crudo. Véase la tabla 3.2 con sensibilidades de los precios de los energéticos a varios escenarios de WTI.

⁴⁸ En el ejercicio se utilizó un factor de utilización de la capacidad de planta de 60%

⁴⁹ Véase Apéndice Metodológico, punto a.3).

3.13 Como se dijo al comienzo de este capítulo, el análisis de Conveniencia de Sustitución del Usuario, se llevó a cabo sólo para el caso de la Región Cusco debido al aumento del precio internacional del crudo a la fecha de elaboración del estudio en esta región (Abril de 2005); no así durante el estudio de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica (Octubre de 2004) en donde los precios económicos eran prácticamente los precios efectivos que pagaba el usuario sin impuestos, esto por la metodología de cálculo del OSINERG.

3.14 En los siguientes gráficos se muestran los precios con y sin impuestos de: GLP, gasolina, kerosene, diesel y residual industrial (en el caso de la Región Cusco, estos precios fueron los utilizados para el análisis de conveniencia de sustitución del usuario). Además se presentan los principales supuestos en los precios de energéticos por sector.

Gráfico 3.5: Precio Promedio de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, vigentes a Julio de 2004 (en US\$ / MMBTU)

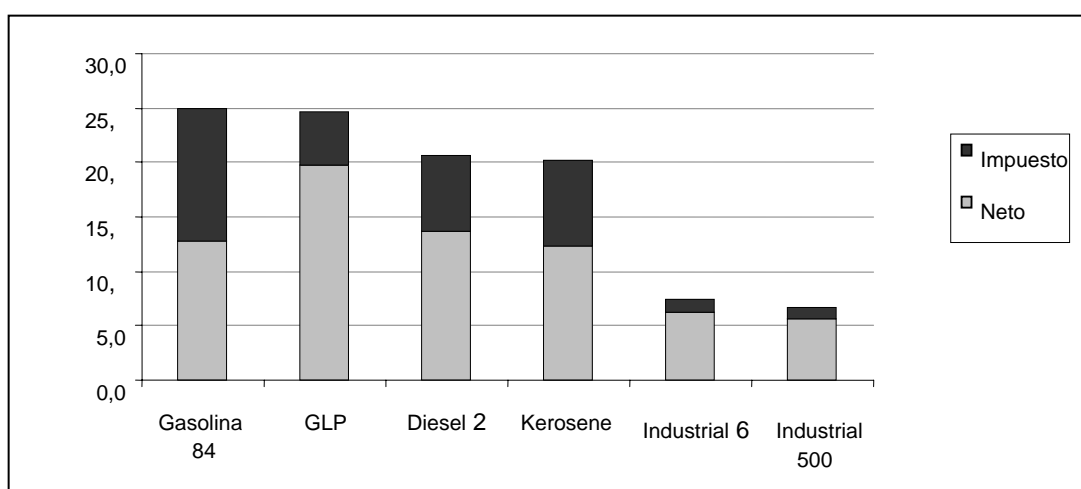
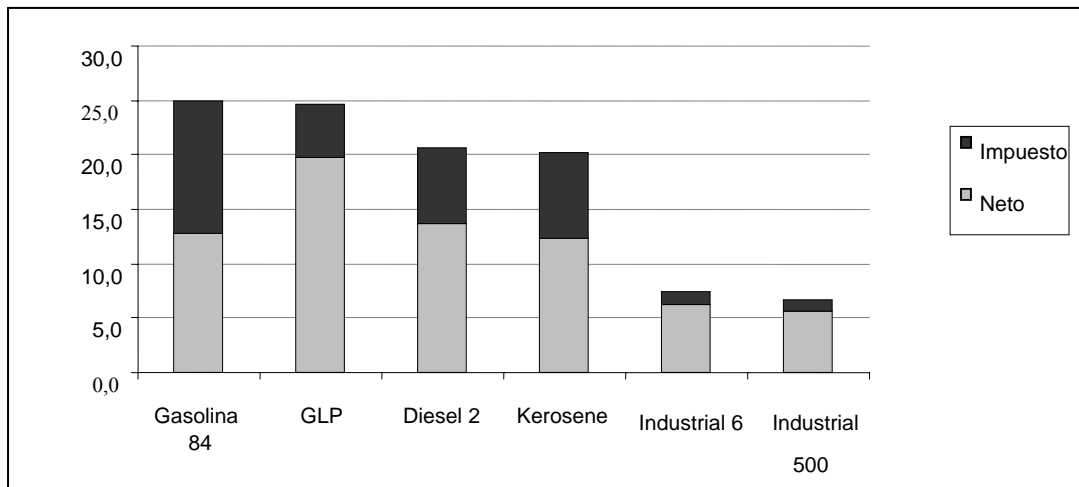


Gráfico 3.6: Precio Promedio de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural para la Región Cusco, vigentes a Marzo de 2005 (en US\$ / MMBTU)**Tabla 3.1: Supuestos en los Precios de Energéticos**

Sector	Supuestos ^{a/}
Grandes Usuarios	<p>1) Precios promedio de los combustibles: GLP, kerosene, diesel y residuales, por localidad.</p> <p>2) En el caso de algunas empresas fueron utilizados los precios implícitos de los combustibles utilizados (Fuente: Encuestas CCR)</p>
Comercios y pequeñas industrias	<p>1) Precios promedio de los combustibles: GLP, kerosene y residuales, por localidad.</p> <p>2) Para el precio del carbón, se toma como valor referencial el precio de compra del mineral para Grandes Usuarios (GU) de la zona más próxima más un 20%, como “proxy” de los descuentos efectuados a GU por volumen. (Fuente CCR).</p>
GNV	<p>1) Precios promedio de la Gasolina 84 por localidad.</p>
Residencial	<p>1) Precios promedio de los combustibles: GLP y kerosene, por localidad.</p> <p>2) Para las regiones de Ayacucho e Ica – Pisco se toman como valores de referencia los precios de la Planta Pisco, para región Junín: precios de la Planta Pasco (Fuente: Petroperú)</p> <p>2) Precio electricidad (sin IGV) de acuerdo a consumos típicos (Fuente: GART)</p> <p>3) A la leña no se le otorgó valor económico</p>

^{a/} Los precios de los combustibles son los vigentes a la fecha de elaboración de los informes, es decir, a Julio de 2004 para las

Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y a Marzo de 2005 para la Región Cusco. Fuente: Petroperú.

3.15 Adicionalmente se muestran los precios económicos de los energéticos a sustituir por gas natural para diferentes escenarios de precios de WTI que se utilizaron en el análisis de la evaluación económica. En este cuadro se observa que la gasolina y el diesel son los productos cuyo precio sube o baja más rápido que el precio de otros derivados.

Tabla 3.2: Precios Económicos de los Energéticos a Sustituir por Gas Natural (Sensibilidad al precio del crudo a Julio de 2004)

<i>Energético</i>	<i>Precio Crudo WTI (US \$/bbl)</i>				
	<i>26</i>	<i>31</i>	<i>40</i>	<i>46</i>	<i>54</i>
	<i>Precio (US\$/MMBTU) y Variación (%) respecto de Julio 2004</i>				
GLP	13,8 -23%	14,9 -17%	17,9 0%	18,6 4%	20,3 13%
Gasolina	9,2 -35%	10,7 -25%	14,3 0%	14,1 -1%	17,0 20%
Kerosene	9,7 -24%	9,6 -25%	12,8 0%	13,9 9%	16,6 30%
Diesel 2	7,5 -32%	8,4 -24%	11,1 0%	12,4 12%	15,3 38%
Residual 6	4,4 -24%	5,3 -8%	5,8 0%	5,9 2%	6,6 15%
Residual 500	4,3 -22%	5,3 -4%	5,5 0%	5,5 -1%	6,1 11%
Electricidad	10,8 -5%	11,0 -3%	11,4 0%	11,8 3%	11,8 3%

D) Precios Promedio Ponderados por Sector Consumidor por Región

3.16 En base a los supuestos explicados en los puntos anteriores se pudieron establecer los precios promedio por unidades caloríficas equivalentes (US\$/MMBTU), que pagan en promedio los diferentes sectores evaluados por los energéticos a sustituir por el gas natural.

3.17 La tabla 3.3 muestra los precios a Marzo de 2005 para la Región Cusco, los cuales se usan como base para el análisis de conveniencia de sustitución para el usuario.

Tabla 3.3: Precios Actuales (sin IGV) de Energéticos Sustitutos –Región Cusco (US\$/MMBTU)

<i>Sector energético</i>		<i>Energético a sustituir</i>							<i>Precio Promedio Ponderado</i>	
		<i>GLP</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Electricidad</i>	<i>Leña</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Diesel 2</i>	<i>Carbón</i>		<i>Residual 500</i>
Residencial	Precio	21,3	17,8	31,7	-	-	-	-	-	22,2
	% Uso	71%	6%	19%	4%					
Comercio y Pequeña Industria	Precio	21,3					18,2	4,7		11,6
	% Uso	16%					32%	53%		
GNV	Precio					21,8				21,8
	% Uso					100%				
GU	Precio	18,1		6,0			18,2		6,1	6,4
	% Uso	1%		94%			2%		3%	
Kantu	Precio	12,8								12,8
	% Uso	100%								
Hoteles	Precio	20,1					18,2			18,7
	% Uso	30%					70%			
Cervesur	Precio						18,2		6,1	7,9
	% Uso						15%		85%	
Nitratos Cachimayo	Precio			6,0						6,0
	% Uso			100%						

3.18 Las tablas 3,4 a 3,8 muestran los precios económicos de los energéticos a sustituir por Gas Natural para todas las regiones.

Tabla 3.5: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Junín – Alternativa I (US\$/MMBTU)

<i>Sector energético</i>		<i>Energético a sustituir</i>							<i>Precio Promedio Ponderado</i>
		<i>GLP</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Electricidad.</i>	<i>Leña</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Diesel 2</i>	<i>Carbón</i>	
Residencial	Precio	17,1	12,2	30,8	-				16,4
	% Uso	80%	11%	4%	4%				
Comercio y Pequeña Industria	Precio	17,1						3,7	10,7
	% Uso	52%						48%	
GNV	Precio								
	% Uso								
GU	Precio	17,1				13,6	10,5	3,5	5,4
	% Uso	1%				0%	3%	24%	72%
Doe Run	Precio	17,1				13,6	10,5		5,4
	% Uso	2%				1%	6%		92%
Calera Cut Off	Precio							5,4	5,4
	% Uso							100%	
Cemento Andino	Precio							3,5	5,4
	% Uso							60%	40%

Tabla 3.6: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Junín – Alternativa 2 (US\$/MMBTU)

<i>Sector energético</i>		<i>Energético a sustituir</i>							<i>Precio Promedio Ponderado</i>
		<i>GLP</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Electricidad.</i>	<i>Leña</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Diesel 2</i>	<i>Carbón</i>	
Residencial	Precio	17,1	12,2	30,3	-				16,4
	% Uso	78%	9%	7%	7%				
Comercio y Pequeña Industria	Precio	17,1					3,7	5,4	7,2
	% Uso	17%					4%	79%	
GNV	Precio					13,6			13,6
	% Uso					100%			
GU	Precio	17,1				13,6	10,5	3,5	5,4
	% Uso	1%				0%	3%	24%	72%
Doe Run	Precio	17,1				13,6	10,5		5,4
	% Uso	2%				1%	6%		92%
Calera Cut Off	Precio							5,4	5,4
	% Uso							100%	
Cemento Andino	Precio						3,5	5,4	4,3
	% Uso						60%	40%	

Tabla 3.7: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Ayacucho (US\$/MMBTU)

<i>Sector energético</i>		<i>Energético a sustituir</i>							<i>Precio Promedio Ponderado</i>
		<i>GLP</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Electricidad.</i>	<i>Leña</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Diesel 2</i>	<i>Carbón Residual 500</i>	
Residencial	Precio	17,1	12,2	30,6					17,9
	% Uso	79%	11%	10%					
Comercio y Pequeña Industria	Precio	17,1					4,7		12,4
	% Uso	63%					38%		

Tabla 3.8: Precios Económicos de Energéticos a Sustituir para la Región Cusco (US\$/MMBTU)

<i>Sector energético</i>		<i>Energético a sustituir</i>							<i>Precio Promedio Ponderado</i>
		<i>GLP</i>	<i>Kerosene</i>	<i>Electricidad.</i>	<i>Leña</i>	<i>Gasolina</i>	<i>Diesel 2</i>	<i>Carbón Residual 500</i>	
Residencial	Precio	17,9	12,8	31,7	-				19,5
	% Uso	71%	6%	19%	4%				
Comercio y Pequeña Industria	Precio	17,9					11,1	4,7	8,8
	% Uso	16%					32%	53%	
GNV	Precio					14,3			14,3
	% Uso					100%			
GU	Precio	17,9		11,4			11,1	5,5	11,3
	% Uso	1%		94%			2%	3%	
Kantu	Precio	17,9							17,9
	% Uso	100%							
Hoteles	Precio	17,9					11,1		13,1
	% Uso	30%					70%		
Cervesur	Precio						11,1	5,5	6,3
	% Uso						15%	85%	
Nitratos Cachimayo	Precio			11,4					11,4
	% Uso			100%					

E) Demanda de Gas Natural por Sector Consumidor

3.19 Se han considerado las proyecciones de demanda del Escenario Conservador para el caso de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y los Escenarios I y II para la Región Cusco, tomando en cuenta todas las categorías de usuarios. No se ha incluido en el ejercicio como usos a sustituir la generación de electricidad.

Valuación de los Costos Económicos de Suministro

A) Costos de suministro

3.20 Se han considerado todos los costos económicos de prestación del servicio de suministro de gas natural hasta el usuario final identificados en la Figura 2.1:

- Costos totales de provisión del servicio: gas, transporte TTC, Ramales Regionales Principales, Ramales y Redes de Distribución y Acometidas de Servicios.
- Costos de Instalación Interna y Conversión del usuario incluidos en el costo de suministro, los cuales no se restaron de la valuación del ingreso.⁵⁰

3.21 Algunas aclaraciones respecto a los valores asumidos de costos de gas natural y transporte:

- Costo del gas natural: no consigna estrictamente su costo económico representado por el costo de producción, sino que para los efectos de los análisis respectivos, se supone un costo de US\$ 1,0 /MMBTU y se lo incrementa a US\$ 1,8/MMBTU en el ejercicio de sensibilidad⁵¹. En el caso de la Región Cusco, a los efectos de análisis de conveniencia de sustitución del usuario y de evaluación económica, se supuso un también un costo referencial de US\$ 1,0/MMBTU.
- Costo de Transporte: en el análisis de conveniencia de sustitución del usuario se supone un costo de transporte igual al actual para el TTC, lo cual obviamente no representa un costo económico estricto para este

⁵⁰ Vale aclarar que se habla de conversión al gas natural por todos los usuarios; hay que tomar en cuenta que los costos de operación con el gas natural son mucho más bajos frente a otros combustibles. Para grandes usuarios de residual y carbón, hay grandes ahorros en el mantenimiento de equipo, en almacenaje y manejo de combustible. Para los comercios y pequeños industriales, también habría estos tipos de ahorros. En el consumo residencial de GLP hay que destacar que el gas natural evita los problemas de transportar y guardar balones de GLP (que ocupan espacio y son difíciles de llevar a las viviendas aisladas). Estos aspectos no fueron cuantificados como ahorros en la valuación económica, lo que indudablemente potencia los resultados positivos alcanzados.

⁵¹ Este rango de precios refleja lo negociado para el proyecto Camisea: US\$ 1,0 /MMBTU para los contratos iniciales y US\$ 1,8 /MMBTU para los contratos posteriores a la licitación. Que el precio cambie de US\$ 1,0 a US\$ 1,8 /MMBTU sólo es una transferencia de ingresos dentro de la economía, por lo cual no es una pérdida para la sociedad. En realidad lo que se quiso mostrar con la sensibilidad es lo que dejaría de ahorrar el usuario al considerarse un precio más alto.

segmento, en virtud de que la tarifa es postal y no por distancia. Es por ello que en el análisis económico se utiliza una estimación de tarifa por distancia referencial. Este concepto del factor distancia en el transporte es explicado más adelante y su determinación se detalla en el Apéndice Metodológico.

B) Asignación de Costos por Sector Consumidor

3.22 En virtud de que se ha valorizado económicamente el impacto del suministro de gas natural a los diferentes sectores de usuarios consumidores (residencial, comercios y pequeña industria, GNV, grandes clientes), fue necesario efectuar una asignación previa de costos de suministro entre las diferentes clases de clientes. En la siguiente tabla se identifican los criterios utilizados para asignar las distintas clases de costos (media presión, baja presión, acometidas, costos operativos, etc.) entre las categorías de clientes. Los mismos, siguen criterios económicos de responsabilidad de costos.

Tabla 3.9: Criterios de Asignación de Costos de Suministro por Sector Consumidor

<i>Tipo de Costo</i>	<i>Categoría del Cliente</i>				<i>Criterio de Asignación de Costos</i>
	<i>Resid..</i>	<i>Com. y Peq. Ind.</i>	<i>GNV</i>	<i>GU</i>	
(1) Costo Ramal Regional Principal	X	X	X	X	Asignación por volumen y por categoría cliente
(2) Inversiones en Activos Fijos Exclusivos (AP)	-	-	-	X	Asignación específica por cliente
(3) Inversiones en Activos Fijos Conjuntos (MP)	X	X	X	X	Asignación por % de participación en la demanda
(4) Inversiones en Activos Fijos Conjuntos (BP)	X	X	-	-	Asignación específica por cliente
(5) Inversiones en Activos Fijos No Productivos	X	X	X	X	5% valor (2)+(3)+(4) por categoría cliente
(6) Costo de Operación y Mantenimiento	X	X	X	X	Por número de usuarios y por km de red
(7) Costos de Acometidas	X	X	X	X	Asignación específica por cliente
(8) Costos de Instalación Interna y conversión	X	X	X	X	Asignación específica por cliente

C) Parámetros del Caso Base

3.23 Explicados los supuestos utilizados para los cálculos, a continuación se sintetizan los parámetros básicos que definen el denominado Caso o Escenario Base para las regiones en estudio:

Tabla 3.10: Definición del Caso Base para las Regiones Ayacucho, Junín, Ica

<i>Variable</i>	<i>Criterio</i>
A) Demanda del Proyecto:	
Demanda Sectores	Escenario conservador
Demanda Residencial	Escenario conservador / Sin calefacción % usuarios
B) Costos de Suministro:	
Costo Gas natural	Precio Referencial: US\$ 1,0 /MMBTU
Costo Transporte Troncal Camisea	Costo Tarifa por Distancia: US\$ 0,47/MMBTU para Ayacucho y la Alt. 2 de Junín; US\$ 1,16/MMBTU para Ica y las Atl. 1 y 1-A de Junín
Costo RRP (CAPEX – OPEX – Otros)	Referencia supuestos según punto 2.3.1
Costos de Instalación Interna y conversión	Referencia supuesto según punto 2.3.2
C) Precios de los energéticos a sustituir:	
Precios sectores residencial, comercial, pequeñas y grandes industrias	Precios económicos WTI US\$ 40/bbl

Tabla 3.11: Definición del Caso Base para la Región Cusco

<i>Variable</i>	<i>Análisis</i>	
	<i>Conveniencia Usuario</i>	<i>Evaluación Económica</i>
A) Demanda del Proyecto:		
Demanda Sectores		
Demanda Residencial	Escenario Sin Calefacción	
B) Costos de Suministro:		
Costo Gas natural	Precio Referencial: US\$ 1,0/MMBTU	
Costo Transporte Troncal Camisea – Resto Usuarios	Tarifa Postal: US\$ 1,21/MMBTU	Tarifa por Distancia: US\$ 0,22/MMBTU
Costo Transporte Troncal Camisea – Generadores	Tarifa Postal: US\$ 0,85/MMBTU	Tarifa por Distancia: US\$ 0,22/MMBTU
Costo RRP (CAPEX – OPEX – Otros)	Referencia supuestos según Punto 2.3.1	
Costos de Instalación Interna y conversión	Referencia supuestos según Punto 2.3.2	
C) Precios de los energéticos a sustituir:		
Precios sectores Residencial, Comercial, Pequeñas y Grandes Industria	Precios combustibles sin IGV vigentes a Marzo de 2005 (Fuente: Petroperú)	Precios Económicos WTI US\$ 40/bbl

Cálculos y Resultados de la Evaluación Económica

3.24 En base a los algoritmos de cálculos presentados en el Apéndice Metodológico⁵² y a los supuestos y premisas básicas descritas en la sección 3.2.1, se efectuaron los cálculos para el análisis de viabilidad de los proyectos regionales; tomando en cuenta el Caso Base para el estudio de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y los escenarios de infraestructura I y II del estudio de la Región Cusco (Cusco + Cachimayo y Cusco + Cachimayo + Quillabamba, respectivamente).

3.25 Para expresar las variables de ingresos y costos de la valuación en términos actuales se consideró una Tasa de Descuento del 12% anual⁵³ y se calcularon los Valores Actuales Netos (VAN) para un período de 20 años.

⁵² Puntos a.3) y a.2).

⁵³ No se tuvo acceso a una estimación de tasa de descuento social para proyectos de GN en el Perú.

Regiones Ayacucho, Junín e Ica

3.26 Los resultados de la evaluación económica del caso base (Ingresos, Costos, Beneficios) se muestran a continuación: (1) por región y por categoría de consumidor; (2) por alternativa y sector consumidor; (3) para el total de las regiones según alternativa.

**Gráfico 3.7: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor
Región Ica / Pisco (US\$ MM)**

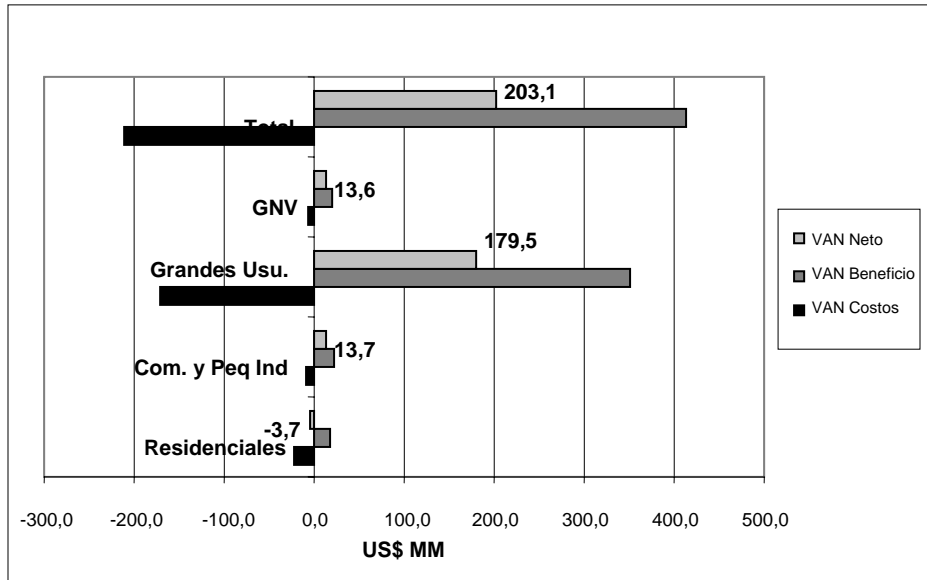


Gráfico 3.8: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Ayacucho (US\$ MM)

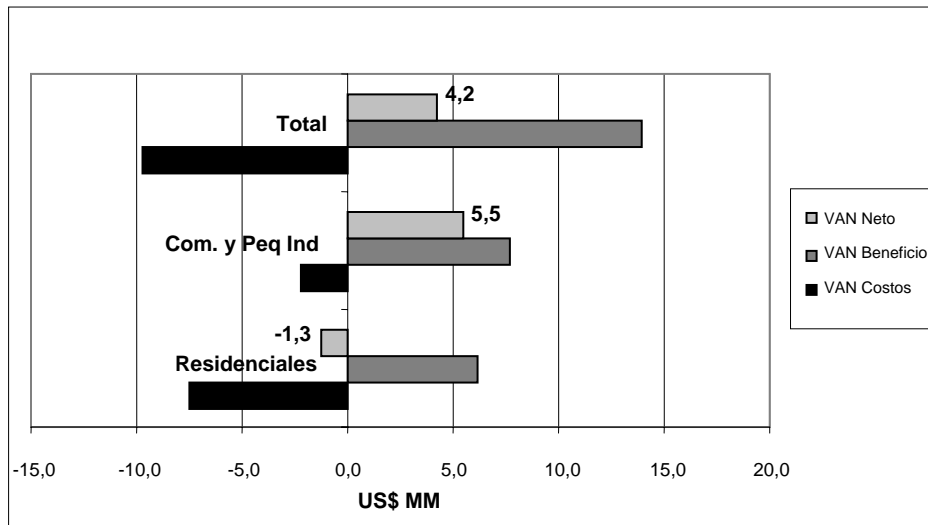


Gráfico 3.9: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 1 (US\$ MM)

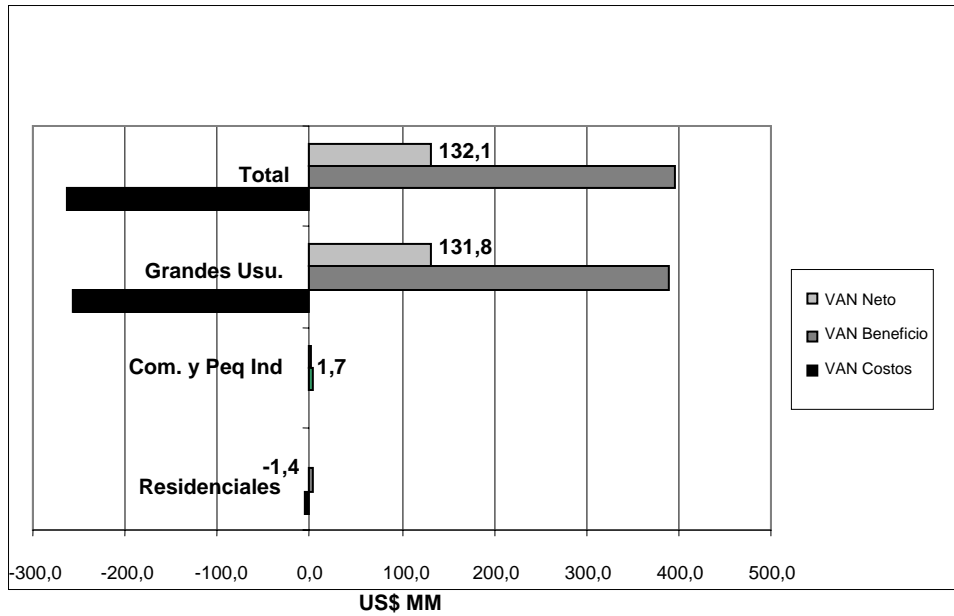


Gráfico 3.10: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 1-A (US\$ MM)

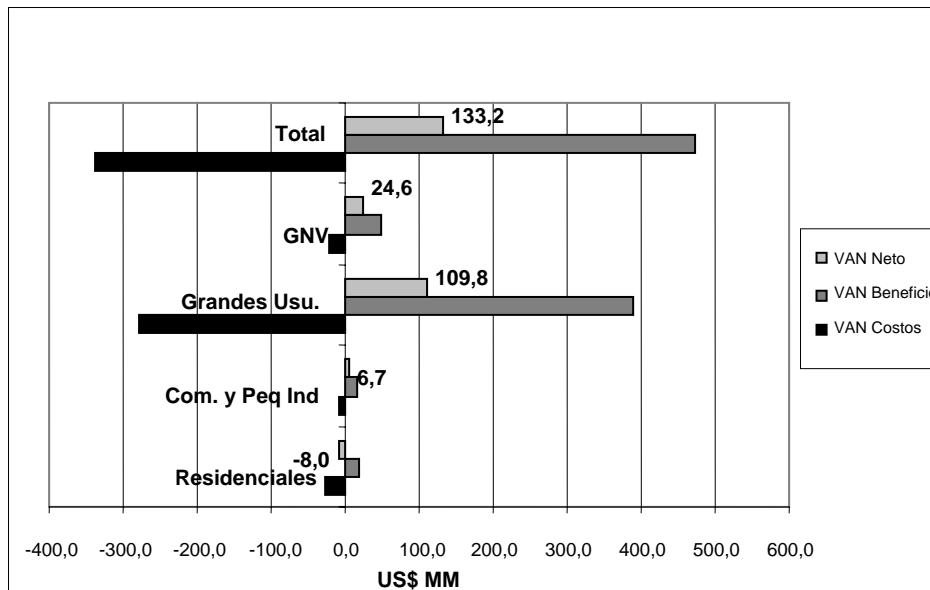


Gráfico 3.11: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Región Junín, Alternativa 2 (US\$ MM)

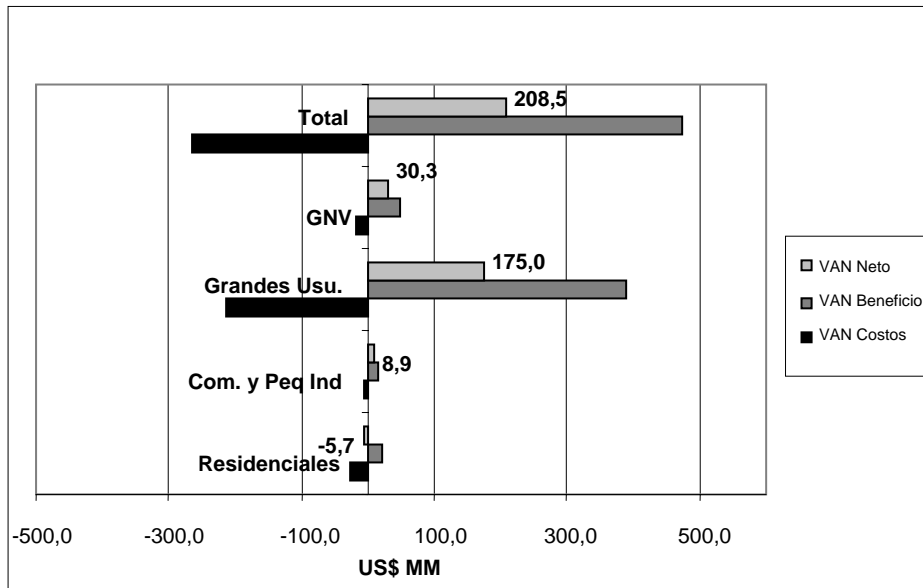


Gráfico 3.12: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1 (US\$ MM)

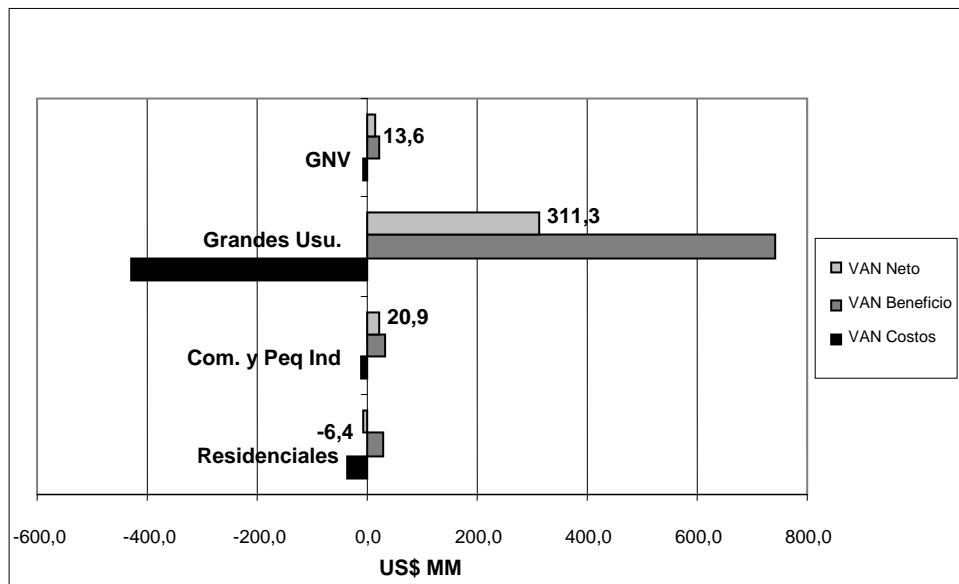


Gráfico 3.13: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1-A (US\$ MM)

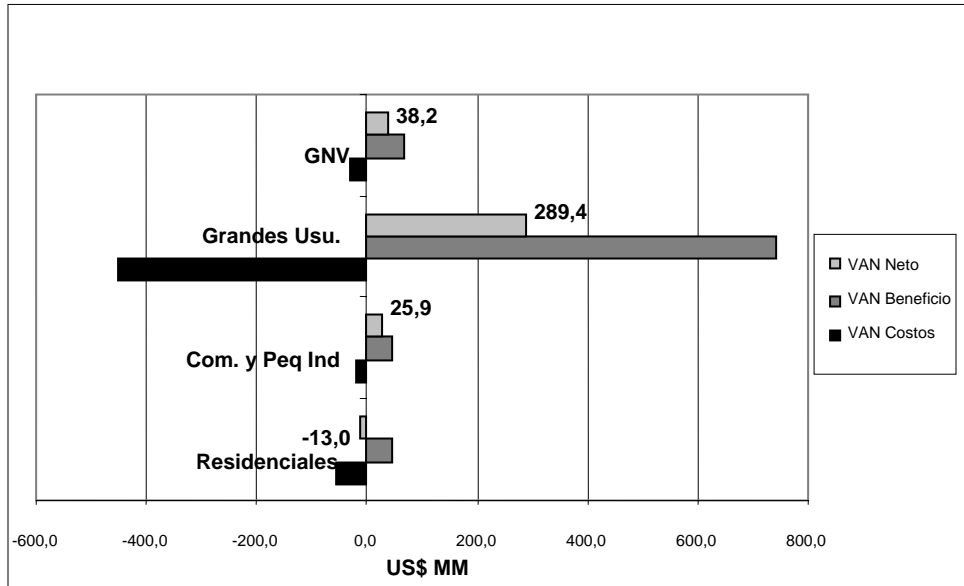


Gráfico 3.14: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor – Total Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 2 (US\$ MM)

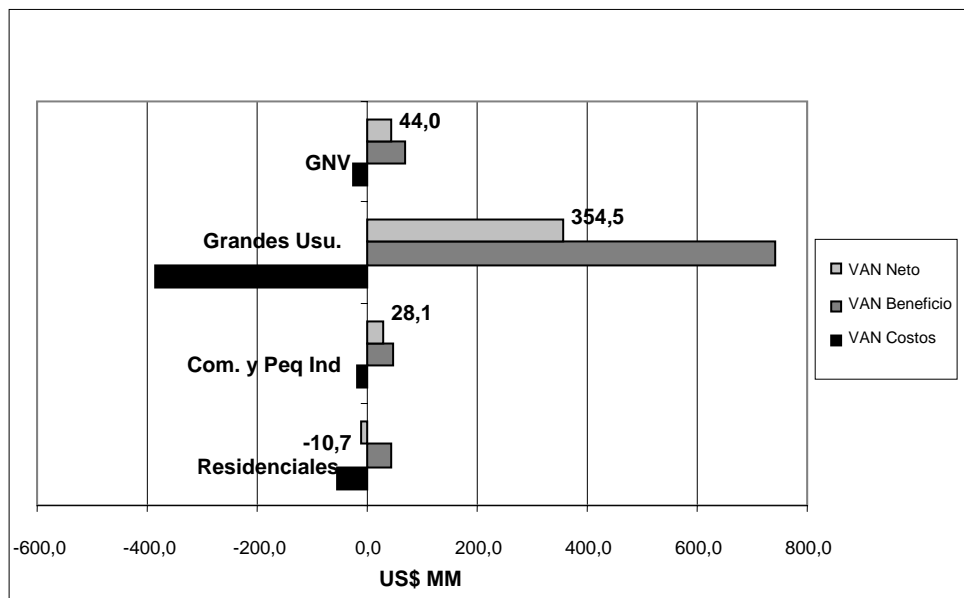


Gráfico 3.15: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores – Regiones Ayacucho, Junín e Ica – Alternativa 1 (US\$ MM)

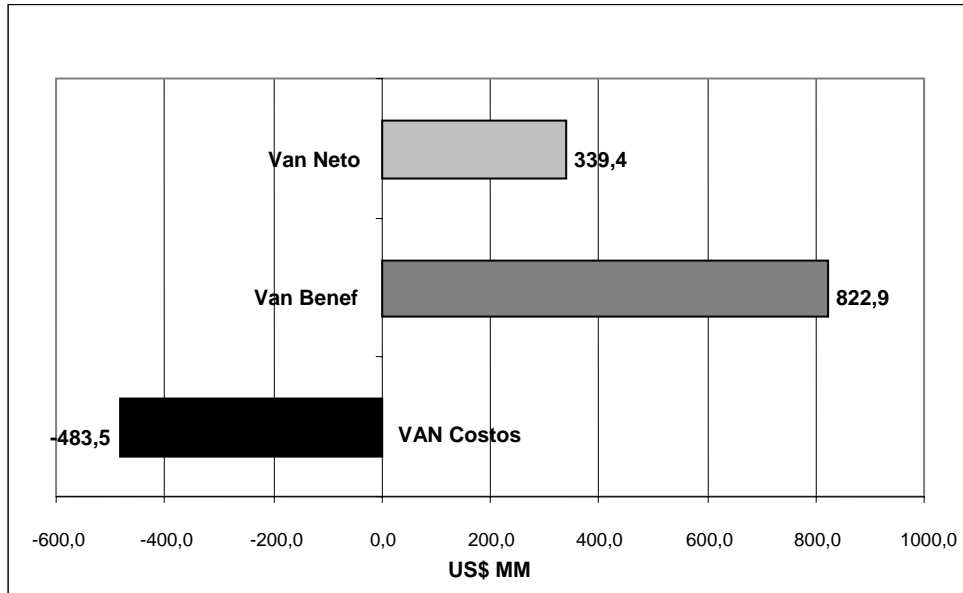


Gráfico 3.16: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores – Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 1-A (US\$ MM)

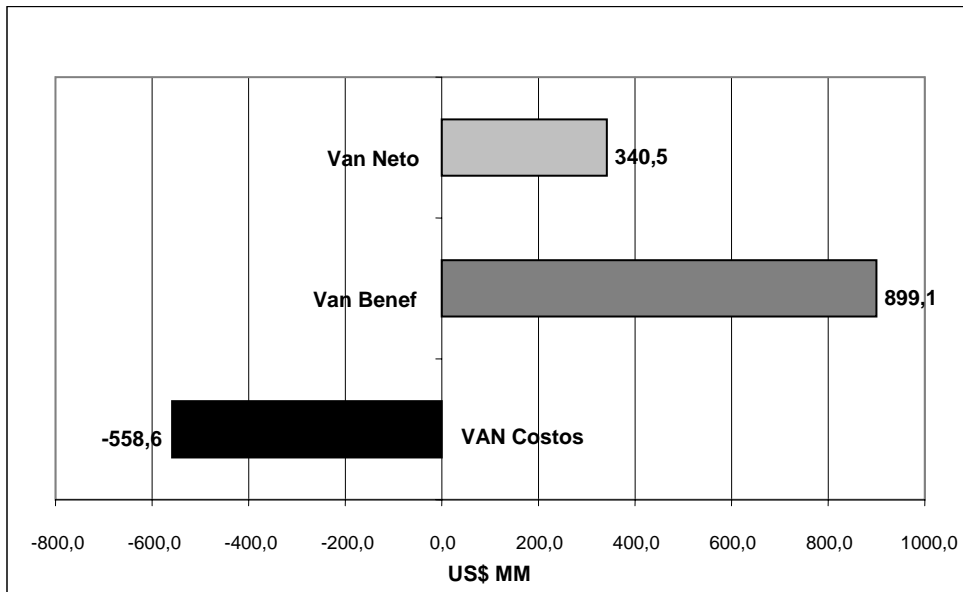
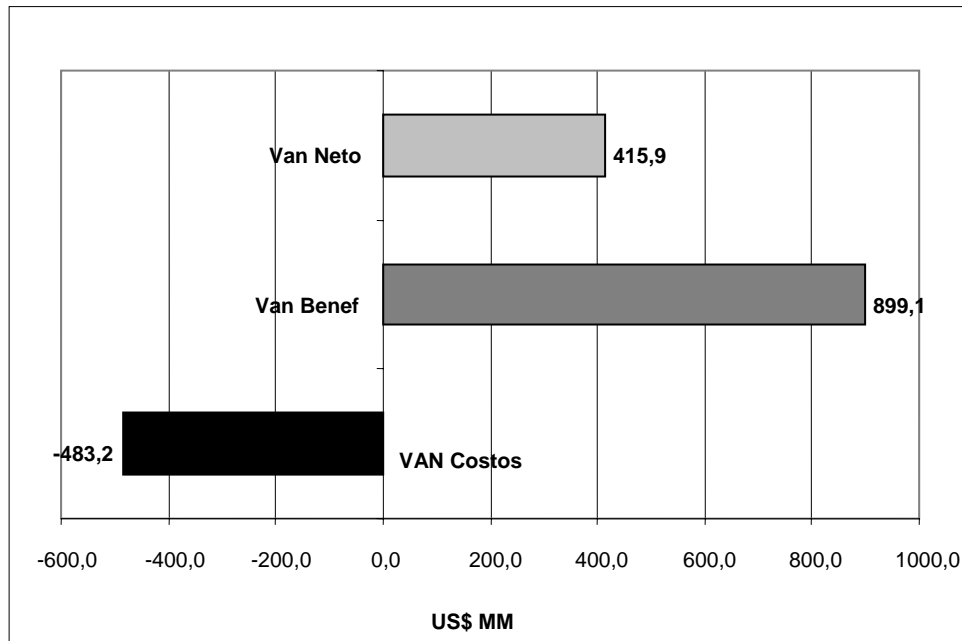


Gráfico 3.17: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores - Regiones Ayacucho, Junín e Ica - Alternativa 2 (US\$ MM)



Región Cusco

3.27 Los resultados de la evaluación económica (Ingresos, Costos, Beneficios) de los escenarios de infraestructura I y II se muestran a continuación: (1) por tipo de análisis (conveniencia usuario/económico); (2) por alternativa de escenario (I y II); y (3) por sector consumidor (residencial, comercial, GNV y grandes clientes).

A) Evaluación del Escenario I: Cusco y Cachimayo

3.28 Se observa que el beneficio neto de este proyecto, es positivo tanto para los análisis de conveniencia al usuario (US\$ 20,2 MM), como de evaluación económica (US\$ 89,7 MM). La diferencia entre los dos análisis está explicada básicamente por el mayor valor de oportunidad (valor máximo dispuesto a ser pagado) que se le da a la energía eléctrica (US\$ 38/MW.h) en el análisis económico en comparación con el precio que paga la principal gran industria de Cachimayo (US\$ 20/MW.h, a marzo de 2005), el cual es el valor utilizado para evaluar la conveniencia al usuario. Esto se aprecia al comparar los Gráficos 3.19 y 3.21 en lo que respecta a la valuación del sector de grandes clientes.

Gráfico 3.18: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Total Sectores Consumidores (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco Escenario I (Cusco + Cachimayo)

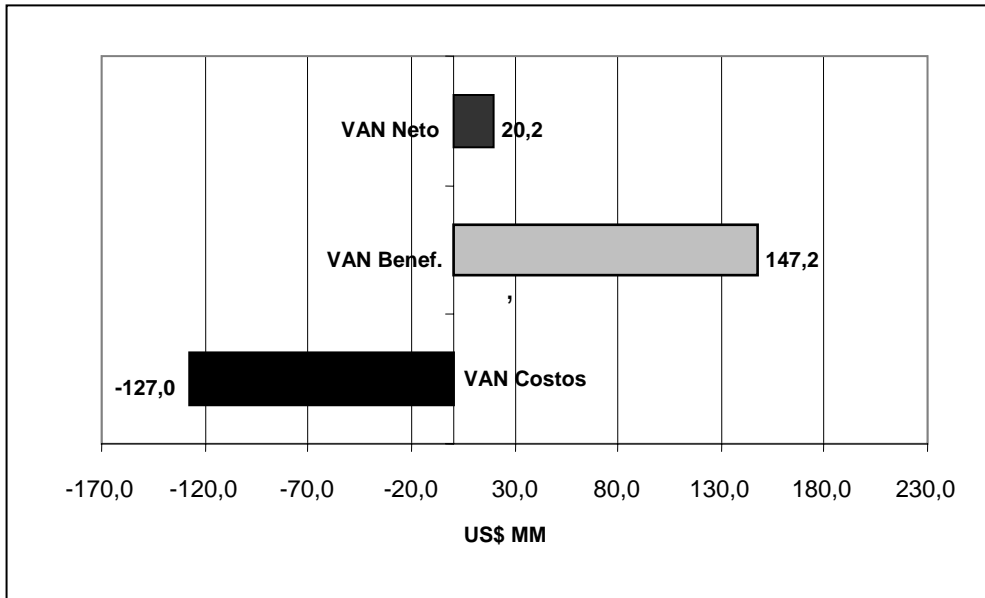


Gráfico 3.19: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Por Sector Consumidor (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco Escenario I (Cusco + Cachimayo)

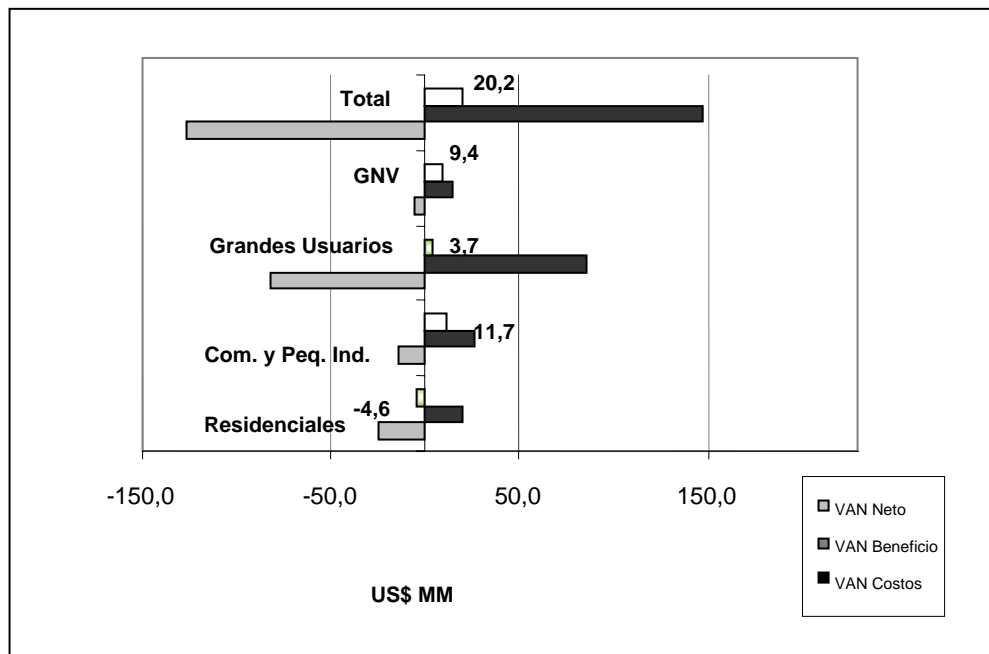


Gráfico 3.20: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores– Región Cusco, Escenario I (Cusco + Cachimayo)

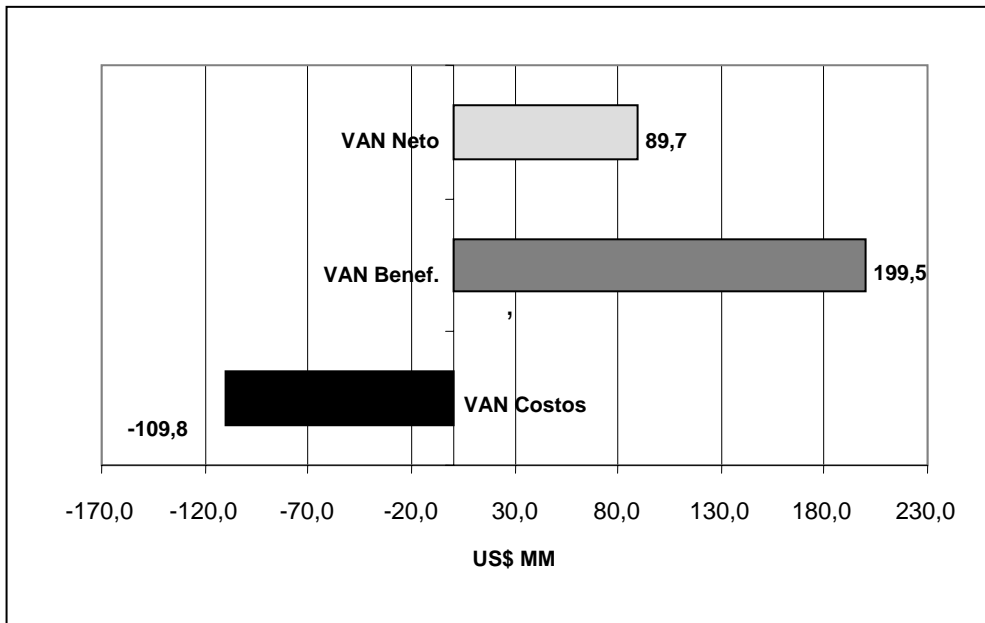
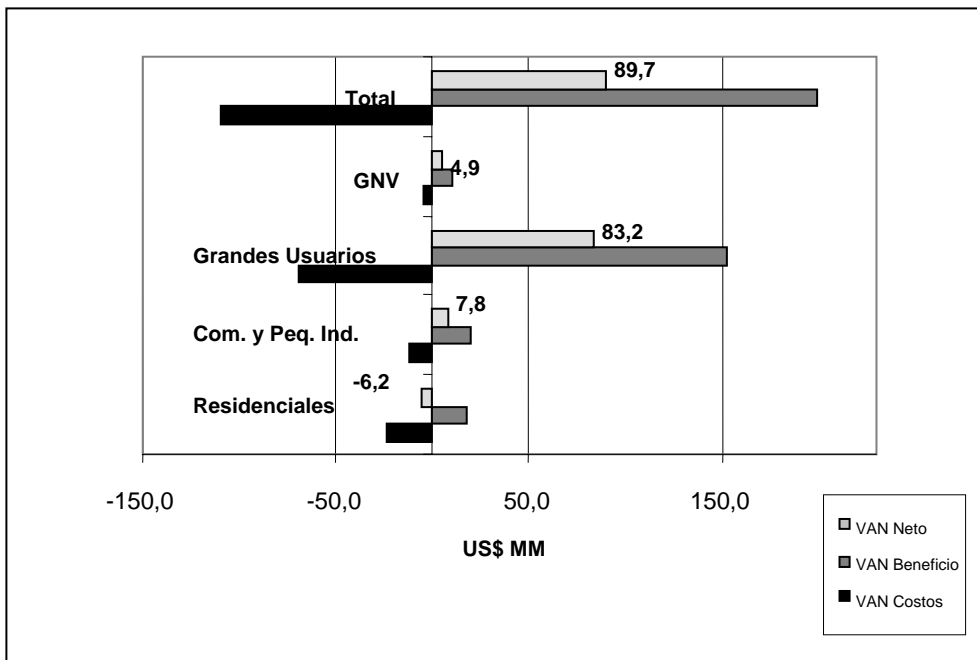


Gráfico 3.21: Evaluación Beneficio Económico por Sector Consumidor - Región Cusco, Escenario I (Cusco + Cachimayo)



B) Evaluación del Escenario II: Cusco, Cachimayo y Quillabamba

3.29 La evaluación del proyecto que adiciona a Cusco y Cachimayo, el consumo de Quillabamba, arroja en el análisis de conveniencia al usuario un valor negativo del beneficio neto como consecuencia de que el valor de oportunidad del gas que quemaría la central térmica (precio que la Central Térmica estaría dispuesta a pagar por el gas o “Net Back Value” del gas en Puerta de la Central) resulta menor que el costo de suministro de gas imputado a la central (precio gas natural, transporte troncal y transporte ramales principales y secundarios). Ese valor negativo del beneficio neto del proyecto lo explica así en su totalidad la valuación negativa del sector grandes clientes.

Gráfico 3.22: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos Total Sectores Consumidores (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco - Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)

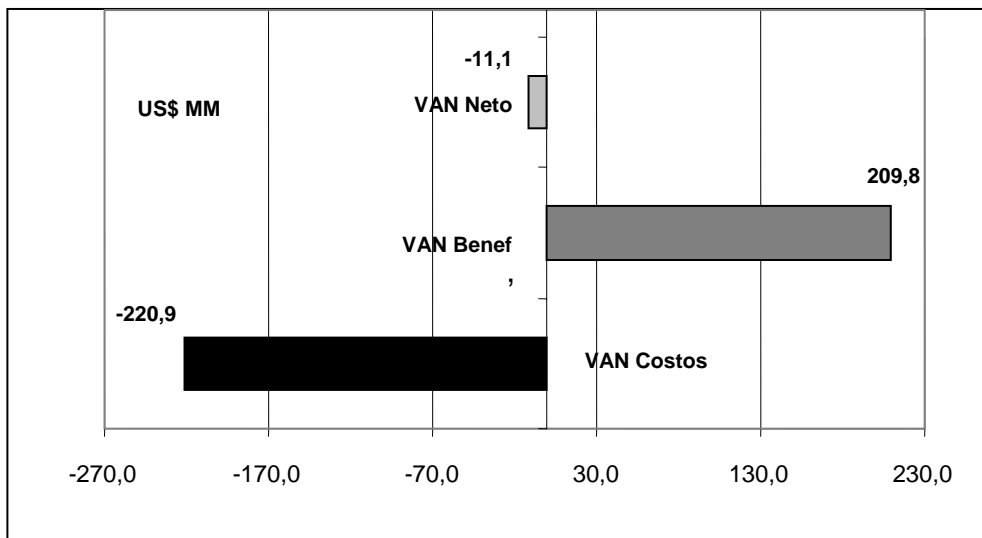
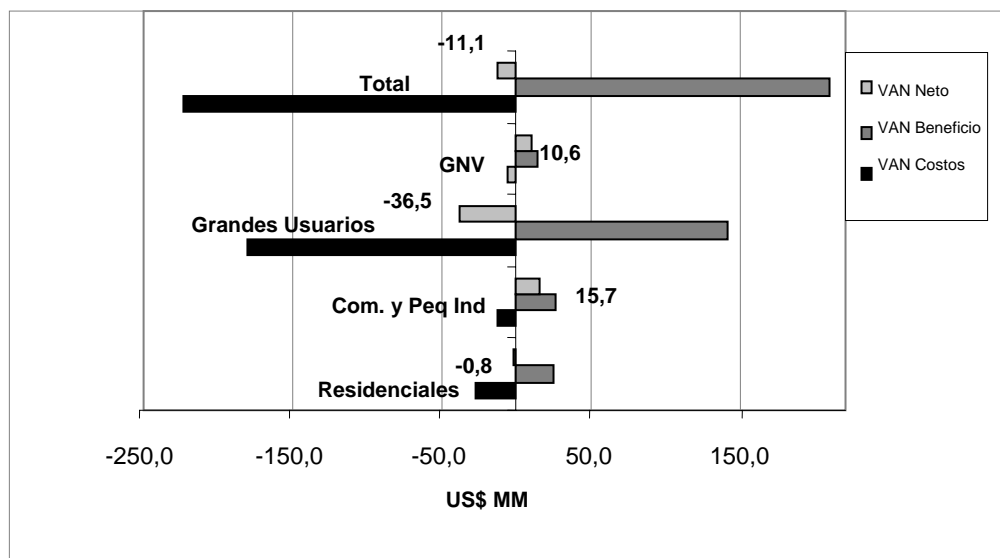
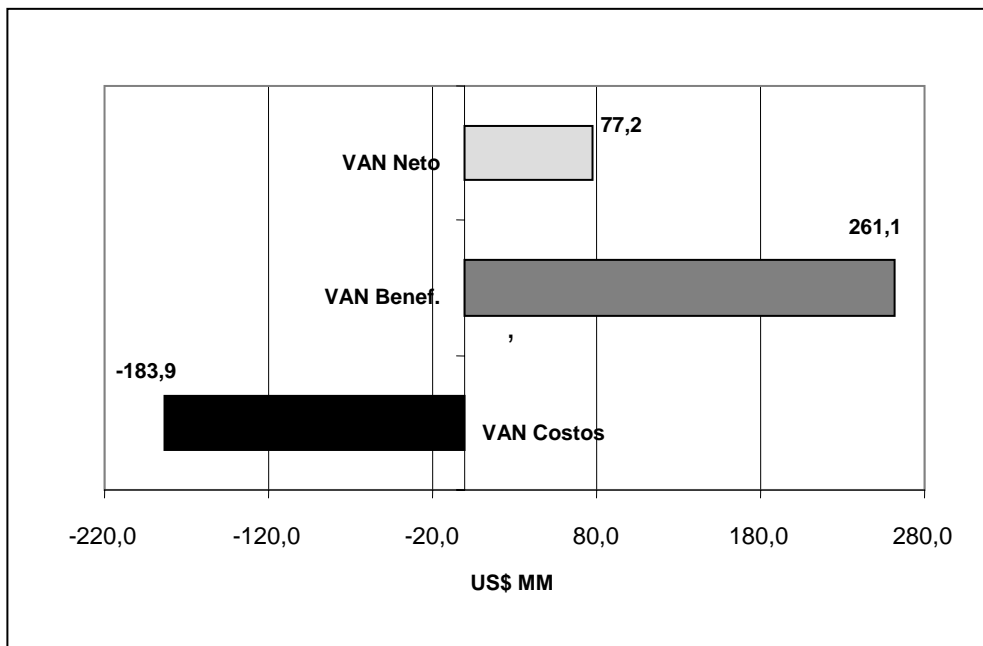


Gráfico 3.23: Evaluación del Beneficio de Sustitución de Energéticos por Sector Consumidor (con precios y costos de mercado a Marzo de 2005) – Región Cusco, Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)



3.30 El análisis económico del escenario II comparado con los resultados del escenario I demuestra que el consumo adicional de gas natural de Quillabamba tiene un impacto negativo (US\$ -12,5 MM) sobre el Valor Económico Positivo del Proyecto del Escenario I.

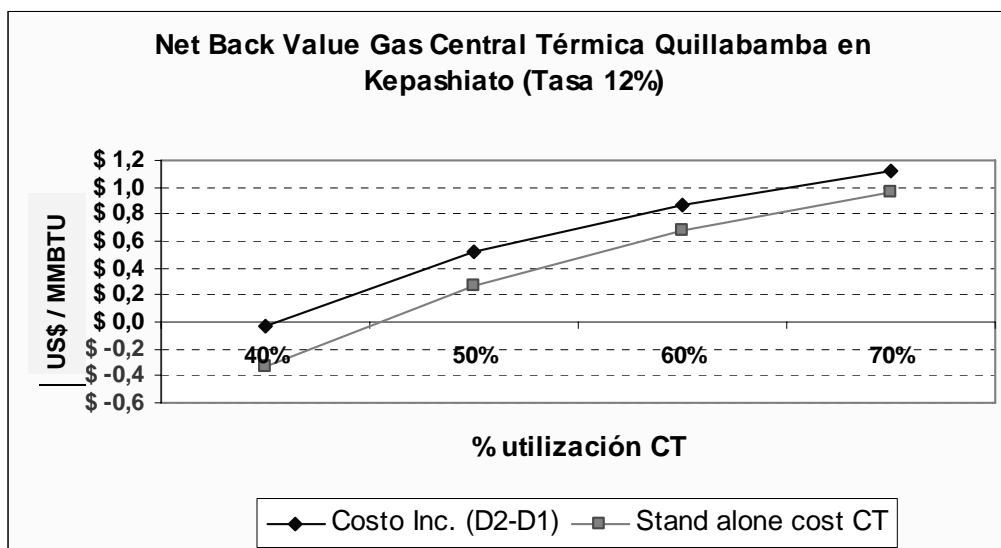
Gráfico 3.24: Evaluación Beneficio Económico Total Sectores Consumidores, Escenario II (Cusco + Cachimayo + Quillabamba)



3.31 Para poder explicar las consecuencias de introducir al análisis económico la demanda de la central térmica en Quillabamba, en el siguiente gráfico se puede apreciar el máximo valor que dicha central estaría dispuesta a pagar por el Gas Natural desde la derivación en Kepashiato⁵⁴ para diferentes porcentajes de utilización de la misma. Se puede concluir que la central térmica, para ser viable, debe tomar en Kepashiato un gas natural al precio de US\$ 0,7-0,9/MMBTU para un factor de utilización del 60%⁵⁵. Ese valor incluye el precio del “commodity” gas natural más el costo de transporte por el gasoducto principal de Camisea. Esto quiere decir que este menor valor comparado con los utilizados en el ejercicio (Precio GN = 1 + TTC = 0,22, en US\$/MMBTU) demuestra porqué el introducir la demanda de la central térmica hace disminuir el valor del proyecto.

⁵⁴ Ese valor resulta de computar la diferencia entre el ingreso de venta de la energía de la central menos los costos de inversión y operación de la central y los costos de los ramales principales y secundarios desde la derivación en Kepashiato hasta la puerta de la central.

⁵⁵ Este es el factor de utilización promedio para el período 2007-2025 que utilizó Macroconsult-CCR para proyectar la demanda de gas natural de la central térmica prevista en Quillabamba.

Gráfico 3.25: Disposición a Pagar por Gas Natural en la Central Térmica de Quillabamba

3.32 Otra manera de ver el tema es comparando el “Net Back Value” del gas natural en la puerta de la central con el costo de aprovisionamiento de la misma (precio gas natural + TTC + Transporte Ramales RRP y RRD) para varias alternativas (costo incremental o “stand alone cost”; tarifa TTC con o sin distancia). Se observa que el máximo valor que puede pagar la central es de US\$ 0,8/MMBTU para un factor de utilización de 60%, valor que resulta inferior al valor de suministro de gas natural a la central en cualquiera de las alternativas planteadas.

Tabla 3.12: Análisis de Viabilidad de la Central Térmica de Quillabamba

Ítem	Ramal s/Costo Incremental		Ramal s/Stand Alone Cost		Net Back Value Gas Puerta CT ^a
	Sin Distancia en TTC	Con distancia en TTC	Sin Distancia en TTC	Con Distancia en TTC	
Precio Gas natural	1,00	1,00	1,00	1,00	
TTC	0,85	0,22	0,85	0,22	
RRP + RRD	0,93	0,93	1,12	1,12	
Tarifa Final Promedio	2,78	2,15	2,97	2,34	1,80
Relación Tarifa GN vs. NBU Gas Puerta CT	154%	119%	165%	130%	

^a (Precio Energía Barra – CAPEX/OPEX Central); factor utilización Central Térmica 60%

Análisis de Sensibilidad

3.33 Con la finalidad de identificar las variables críticas con mayor impacto, positivo o negativo, sobre las evaluaciones económicas efectuadas, se realizaron ejercicios que simulan cambios en algunas de las variables del modelo económico adoptado para los casos base y estimando el impacto que tienen esas modificaciones sobre los VAN de los Beneficios Económicos de los proyectos regionales. En la tabla 3.13 se muestran las variables que se modificaron respecto del caso base a fin de llevar a cabo los análisis de sensibilidad planteados.

Tabla 3.13: Análisis de sensibilidad efectuados sobre los Caso Base – Regiones Ayacucho, Junín, Ica y Cusco

<i>Análisis a Efectuar</i>	<i>Supuestos</i>
Referencia Caso Base	Escenario: Conservador (Ayacucho, Junín e Ica) y Escenario I (Cusco + Cachimayo) Precios de energéticos: WTI= US\$ 40/bbl Demanda residencial: sin calefacción Costo de transporte de gas: tarifa por distancia Tasa de descuento: 12%
1. Sensibilidad frente a la variación de precios de energéticos a sustituir:	Precio Crudo: US\$ 54/bbl
2. Sensibilidad frente a la variación de demanda proyectada:	Demanda residencial con calefacción
3. Sensibilidad frente a la variación del precio del gas:	Precio de gas igual a US\$ 1,8/MMBTU
4. Sensibilidad frente a la variación del costo de transporte del gas:	Tarifa postal
5. Sensibilidad frente a la variación tasa de descuento de los proyectos	Tasa de descuento a 15% anual

3.34 A continuación se presenta la tabla 3.14 que muestra los beneficios económicos resultantes del análisis de sensibilidad para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica; y en la tabla 3.15 los resultados para la Región Cusco.

**Tabla 3.14: Resultados del Análisis de Sensibilidad
– Regiones Ayacucho, Junín e Ica**

<i>Análisis Efectuado</i>	<i>Sensibilidad y Evaluación Económica</i>			
	<i>Alternativa I</i>		<i>Alternativa II</i>	
	<i>VAN Caso Base US\$ 340,5MM</i>		<i>VAN Caso Base US\$ 415,9MM</i>	
	<i>VAN (MM US\$)</i>	<i>Efecto sobre CB</i>	<i>VAN (MM US\$)</i>	<i>Efecto sobre CB</i>
1. Aumento de precios de energéticos a sustituir:	418,9	+78,4	494,3	+78,4
2. Aumento de demanda proyectada:	386,2	+45,7	463,5	+47,6
3. Aumento del precio del gas:	216,0	-124,5	291,4	-124,5
4. Variación del costo de transporte del gas:	339,2	-1,3	357,3	-58,6
5. Aumento de la tasa de descuento de los proyectos	259,8	-80,7	319,4	-96,5

Tabla 3.15: Resultados del Análisis de Sensibilidad – Región Cusco

<i>Análisis Efectuado</i>	<i>Sensibilidades y Evaluación Económica</i>	
	<i>VAN Caso Base (Escenario I) US\$ 89,7 MM</i>	
	<i>VAN (MM US\$)</i>	<i>Efecto Sobre CB</i>
1. Aumento de precios de energéticos a sustituir:	103,8	+14,1
2. Aumento de demanda proyectada:	119,4	+29,7
3. Aumento del precio del gas:	75,8	-13,9
4. Variación del costo de transporte del gas:	72,5	-17,2
5. Aumento de la tasa de descuento de los proyectos	69,1	-20,6

Principales Conclusiones del Análisis Económico

Regiones Ayacucho, Junín e Ica

3.35 Los beneficios netos de las Alternativas 1, 1-A y 2 arrojan valores positivos y significativos:

- Alternativa 1: US\$ 339,4 MM
- Alternativa 1-A: US\$ 340,5 MM
- Alternativa 2: US\$ 415,9 MM

Los mismos se explican por el excedente de la valoración de los grandes clientes industriales:

- Alternativa 1: US\$ 311,3 MM (91,7%)
- Alternativa 1-A: US\$ 289,4 MM (85%)
- Alternativa 2: US\$ 354,5 MM (85,2%)

3.36 Las valoraciones en los segmentos residenciales son altamente sensibles al efecto calefacción, es por ello que se observa un efecto muy positivo si además de consumir gas natural para cocinar y calentar agua, se le utiliza para la calefacción.

- Alternativa 1-A: US\$ 45,7 MM y US\$ -13,2 MM, con calefacción y sin calefacción, respectivamente.
- Alternativa 2: US\$ 47,6 MM y US\$ -10,7MM, con calefacción y sin calefacción, respectivamente.

3.37 Las valoraciones en los segmentos de comercios, industrias pequeñas y GNV son positivas, aunque menos significativas que las grandes industrias:

- GNV: US\$ 13,6 MM; US\$ 38,2 MM y US\$ 44 MM para las Alternativas 1, 1-A y 2, respectivamente.
- Comercios y pequeñas industrias: US\$ 20,9 MM; US\$ 25,9 MM y US\$ 28,1 MM para las Alternativas 1, 1-A y 2, respectivamente.

3.38 Los beneficios netos de las Alternativas 1 y 2 son muy similares si no se consideran:

- Costos incrementales de expansión en el gasoducto troncal Camisea (TTC).
- Anticipación de inversiones de la Alternativa 1 en relación a la 2 (diferencial de 3 años).
- La provisión de gas natural a Huancayo, que no se incluye en la Alternativa 1 (por eso para hacerlas comparables en la Alternativa 1-A se incluye la extensión y provisión a Huancayo).

- Tarifas parametrizadas por el “driver” distancia, que favorecen ramales con puntos de entrega en TTC cercanas a Camisea en la Alternativa 2 (véase tabla 3.14 -análisis de sensibilidad en el Caso 4).

3.39 El análisis de sensibilidad realizado sobre el Caso Base muestra que:

- Con un escenario de precios del crudo en US\$ 54/bbl para el período 2005-2025, los beneficios aumentarían en US\$ 78,4 MM tanto para la Alternativas 1-A como para la Alternativa 2.
- El efecto de considerar un mayor precio del gas natural para todas las regiones es negativo, sin embargo, el VAN de los beneficios económicos se mantienen positivos y son US\$ 216 MM y US\$ 291,4 MM para las Alternativas 1-A y 2, respectivamente.

3.40 La tasa de descuento es otra variable crítica en las evaluaciones económicas de los proyectos, así un aumento de 3% anual también tiene un impacto negativo sobre los beneficios netos, sin embargo, la valoración total del proyecto sigue siendo rentable, US\$ 259,8 MM y US\$ 319,4 MM para las Alternativas 1-A y 2, respectivamente.

Región Cusco

3.41 El beneficio neto de extender ramales de gas natural hasta Cusco y Cachimayo es positivo y asciende a US\$ 89,7 MM.

3.42 Las valoraciones en el segmento residencial, al igual que en las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, son altamente sensibles al efecto calefacción, es por ello que observa un efecto positivo si se consume el gas natural para cocinar, calentar agua y también para calefacción, incrementando el VAN a US\$ 119,4.

3.43 En los segmentos industriales pequeños y comerciales, los beneficios son positivos aunque poco significativos.

3.44 Los beneficios de sustitución de los segmentos industriales arrojan valores positivos en el Escenario I, sin la central térmica en Quillabamba, aunque poco significativos debido a que la industria Cachimayo enfrenta un bajo costo de energía eléctrica a sustituir por gas natural. En el escenario II donde incluye el suministro a la central térmica, el beneficio neto de sustitución se vuelve negativo.

3.45 En el Escenario I el beneficio económico del sector de la gran industria es muy significativo puesto que el valor de oportunidad de la energía eléctrica (US\$ 38/MW.h) es superior en casi dos veces el costo actual que paga la principal gran industria de Cachimayo (US\$ 20 /MW.h). El efecto de introducir la Central Térmica en el análisis arroja un efecto negativo (US\$ -12,5 MM) sobre el valor económico positivo del proyecto del Escenario I.

3.46 El “Net Back Value” del gas natural en la puerta de la central térmica o precio que la central térmica estaría dispuesto a pagar por el gas natural que quemaría, resulta menor que el costo de suministro de gas natural a la central (precio gas natural, transporte troncal y transporte ramales principales y secundarios).

3.47 Las sensibilidades realizadas sobre el Caso Base muestran que:

- Un aumento de 3 puntos porcentuales en la tasa de descuento (12% a 15%) disminuye la valuación del proyecto en US\$ 20,6 MM.
- El efecto de la variación en el precio del crudo de US\$ 40/bbl a US\$54/bbl es un incremento en valor del proyecto en US\$ 14 MM.

Prefactibilidad Financiera de los Proyectos

3.48 El análisis financiero del proyecto de Ayacucho, Junín e Ica se efectuó sobre las variables de demandas y costos del denominado Caso Base, mientras que para la Región Cusco, el análisis financiero consideró dos escenarios de recuperación de costos de inversión (CAPEX) y costos operativos (OPEX) de las infraestructuras de RRP y RRD para el abastecimiento de la demanda de gas natural de Cusco y Cachimayo solamente:

Caso I: El costo total requerido de las unidades de negocio se recupera al 100% con tarifa a usuarios de gas natural. En este caso, el dimensionamiento de la infraestructura RRP corresponde al gasoducto de 8”, el cual –como se vio- es el requerido para satisfacer la demanda del nodo Cusco-Cachimayo.

Caso II: El costo total requerido de las Unidades de Negocio se recupera con tarifa a usuarios de gas natural más recursos extra-proyectos (subsídios, garantías, etc.). En este caso, el gasoducto se dimensiona en 10” (a pesar de identificar como única demanda la correspondiente a Cusco y Cachimayo) pensando en diseñar una infraestructura más flexible y poder atender posibles demandas incrementales futuras no individualizadas al presente.

Supuestos y particularidades para el análisis financiero

3.49 Como se detalla en el Apéndice Metodológico, fueron calculadas las tarifas medias por segmento (RRP y RDD) y por región abastecida es decir las tarifas niveladas. La metodología del flujo de caja que es explicada en el mismo apéndice se aplicó considerando:

- Un período de evaluación de 20 años;
- Una tasa de costo de capital antes de impuestos del 12% anual;
- Una depreciación lineal de los CAPEX para un período de 30 años;
- Demanda y costos de RRP y RRD correspondientes al escenario conservador para el caso de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y al escenario I (Cusco y Cachimayo) para la Región Cusco.

- Ingresos requeridos para recuperar todos los costos de ramales y redes (CAPEX, OPEX, capital de trabajo, otros) incluyendo el costo de acometidas de servicios.

3.50 Los “outputs” generados por el modelo financiero para cada una de las regiones analizadas incluyeron:

- Cálculos de los Ingresos Requeridos para los negocios segmentados: (1) Ramales Regionales Principales, (2) Ramales y Redes de Distribución; y (3) Unidad de Negocio Integrando los segmentos (1) y (2).
- Estructura temporal de ingresos y egresos por segmento y por región, identificando el punto de inflexión del flujo negativo de ingresos - egresos de los proyectos.
- Tarifas promedio para el uso de los Ramales Regionales Principales, y para Ramales y Redes de Distribución.
- Detalle del costo de prestación del servicio de suministro de gas natural de los segmentos RRP y RRD, por CAPEX y OPEX.
- Comparación de costos de provisión del gas natural, incluyendo todos los costos de la cadena (gas, TTC, RRP, RRD) versus el costo promedio de los energéticos a sustituir, por región.

Tarifas e ingresos anuales requeridos

3.51 Aplicando la metodología del flujo de caja para cada segmento de RRP y RRD, se calcularon los ingresos requeridos para recuperar los costos CAPEX y OPEX de prestación del servicio de suministro de gas natural. Para cada región, primero se muestran los resultados de:

- Tarifas Medias o niveladas;
- Ingresos anuales promedio requeridos;
- Composición del costo de prestación del servicio, con el detalle de CAPEX y OPEX;
- VAN de los Costos Totales a recuperar con la tarifa media.

3.52 Luego se desarrolla lo mismo, tomando ambos segmentos – el transporte y la distribución de gas - como un solo negocio integrado para la región. En el caso de los negocios de RRP, es más importante el costo inicial de inversión en ramales que el costo de mantenimiento para el resto del período. Por el contrario, en los RRD los costos se distribuyen a lo largo de todo el período (además de la inversión inicial en los ramales de MP) ya que el flujo de inversiones y CAPEX crecerá en forma directa a la incorporación de usuarios al sistema.

Cálculo del ingreso requerido con combinación de tarifa y fondos “extraproyecto” – Región Cusco

3.53 Debido a que el proyecto de extensión de ramales a la Región Cusco incluye el suministro potencial a otras localidades (Combapata, por ejemplo), se sugiere que aquella parte de la infraestructura que atendería esos suministros potenciales se financie con fondos extra-tarifarios, con la finalidad de que los niveles tarifarios no se incrementen significativamente. Es así que para viabilizar financieramente el negocio que involucra el tendido de un gasoducto de 10” y su explotación comercial para abastecimiento de Cusco y Cachimayo, se procedió de la siguiente manera:

3.54 La tarifa del costo de transporte de RRP para satisfacer la demanda de Cusco y Cachimayo (“ingreso tarifado del negocio”) incluye solamente una parte de la inversión total, la que considera la participación relativa de la demanda de capacidad de Cusco/Cachimayo en el total de demanda de capacidad del gasoducto para el año 2025. Para este caso la tarifa recupera un CAPEX de US\$ 32 MM más los costos operativos del negocio.

3.55 Complementariamente, el ingreso que aportan los fondos extra presupuestarios resultan de la diferencia entre el ingreso requerido para recuperar el total de costos (CAPEX y OPEX) del gasoducto de 10” y lo que se recupera a través del ingreso tarifado del negocio explicado en el punto anterior.

Resultados del análisis financiero

3.56 Los principales datos obtenidos en el análisis financiero acerca de los negocios a concesionar se muestran en la tabla 3.16 para cada región. En el Anexo 2 aparecen los flujos de caja para las distintas alternativas y escenarios estudiados.

Región Ica

- Los ingresos anuales generados por los dos segmentos (RRP + RRD) son muy similares, esto como consecuencia de que los RRP no se extienden para distancias extensas.
- Las tarifas de uso del RRP y RRD son US\$ 0,25 /MMBTU y US\$ 0,23 /MMBTU, respectivamente.
- El ingreso promedio anual es de alrededor de US\$ 8,9 MM integrando ambos segmentos.

Tabla 3.16: Resultados de la Evaluación Financiera

Región	Costos			Ingreso Promedio Anual (US\$ MM)	Tarifa RRP (US\$/MMBTU)
	VAN (US\$ MM)	CAPEX	OPEX		
ICA					
Segmento RRP	27	71%	29%	4,50	0,25
Segmento RRD	24	68%	32%	4,40	0,23
Sistema integrado (RRP+RRD)	51	70%	30%	8,90	0,49
JUNÍN (Alt. 1)					
Segmento RRP	86	78%	22%	14,90	1,12
Segmento RRD	10	83%	17%	1,80	0,13
Sistema integrado (RRP+RRD)	96	79%	21%	16,70	1,25
JUNÍN (Alt. 1 con extensión a Huancayo)					
Segmento RRP	117	77%	23%	20,50	1,37
Segmento RRD	29	72%	28%	5,60	0,35
Sistema integrado (RRP+RRD)	146	76%	24%	26,10	1,72
JUNÍN (Alt. 2)					
Segmento RRP	101	72%	28%	17,70	1,19
Segmento RRD	25	66%	34%	4,70	0,29
Sistema integrado (RRP+RRD)	126	71%	29%	22,30	1,49
AYACUCHO					
Segmento RRP	4	59%	41%	0,80	3,16
Segmento RRD	7	64%	36%	1,40	4,86
Sistema integrado (RRP+RRD)	11	62%	38%	2,30	8,03

Tabla 3.16: Resultados de la Evaluación Financiera (Continuación)

<i>Región</i>	<i>Costos</i>			<i>Ingreso Promedio Anual (US\$ MM)</i>	<i>Tarifa RRP (US\$/MMBTU)</i>
	<i>VAN (US\$ MM)</i>	<i>CAPEX</i>	<i>OPEX</i>		
JUNÍN (Alt.2) y AYACUCHO					
Segmento RRP	106	72%	28%	18,50	1,22
Segmento RRD	31	66%	34%	6,10	0,36
Sistema integrado (RRP+RRD)	137	70%	30%	24,60	1,59
ICA, JUNÍN (Alt.2) y AYACUCHO					
Segmento RRP	133	72%	28%	23,00	1,47
Segmento RRD	55	67%	33%	10,50	0,59
Sistema integrado (RRP+RRD)	188	70%	30%	33,50	2,08
CUSCO Y CACHIMAYO (8")					
Segmento RRP	77	79%	21%	12,30	3,25
Segmento RRD	25	72%	28%	3,90	1,04
Sistema integrado (RRP+RRD)	102	77%	23%	16,20	4,28
CUSCO Y CACHIMAYO (10")					
Segmento RRP	91	79%	21%	15,10 ^a	1,90
Segmento RRD	25	72%	28%	3,90	1,04
Sistema integrado (RRP+RRD)	116	80%	20%	19,00 ^b	2,93

^a Sólo el 50% son ingresos tarifarios.

^b Sólo el 60% son ingresos tarifarios.

Región Junín:

- Para la Alternativa 1, los ingresos anuales generados por el segmento RRP resultan mayores a los del segmento RRD, esto como consecuencia de que los Ramales Regionales Principales presentan una extensión importante y más extensa comparada con la Región Ica.
- Las tarifas de uso de los RRP y RRD son US\$ 1,12 /MMBTU y US\$ 0,13 /MMBTU, respectivamente.
- Los ingresos anuales promedio son de alrededor de US\$ 16,7 MM integrando ambos segmentos.
- En la Alternativa 2, los ingresos anuales generados por los segmentos RRP y RRD, resultan mayores respecto a la Alternativa 1.
- Si bien las tarifas de uso de la RRP y RRD resultan superiores: US\$ 1,19 /MMBTU y US\$ 0,29/MMBTU respectivamente, hay que aclarar que la Alternativa 2 incorpora el costo de extensión de RRP y RDD para abastecer a la Localidad de Huancayo.
- Los ingresos anuales promedio para esta alternativa son de alrededor de US\$ 22,3 MM integrando ambos segmentos.
- Si comparamos las Alternativas 1 y 2 de la Región Junín, adicionando en la Alternativa 1 los costos incrementales de la extensión de los RRP para el tramo La Oroya-Huancayo y de RRD en Huancayo, pero también agregando la demanda de esta última, se concluye que las tarifas de uso de los RRP y RRD resultan superiores a las de la Alternativa 2 de Junín: US\$ 1,37 /MMBTU y US\$ 0,35 /MMM, respectivamente y que los ingresos anuales promedio son de alrededor de US\$ 26,1 MM integrando ambos segmentos.

Región Ayacucho:

- La sustentabilidad financiera del proyecto requiere, dado un nivel poco significativo de demanda de gas natural en esta región (explicada por categorías de clientes de bajos consumos per capita), que las tarifas por uso de RRP y RRD sean mucho mayores a las de las regiones analizadas hasta aquí: US\$ 3,16 /MMBTU y US\$ 4,86 /MMBTU, respectivamente. Al integrar ambos segmentos, se generaría un negocio anual promedio de US\$ 2,3 MM.
- La alternativa de estructuración del servicio que integra los negocios de las Regiones Junín (Alternativa 2) y Ayacucho, podría mejorar la posición de los usuarios de ésta última, al ofrecer un menor costo del servicio sin perjudicar en demasía a los clientes de Junín. Los resultados de tal integración son:

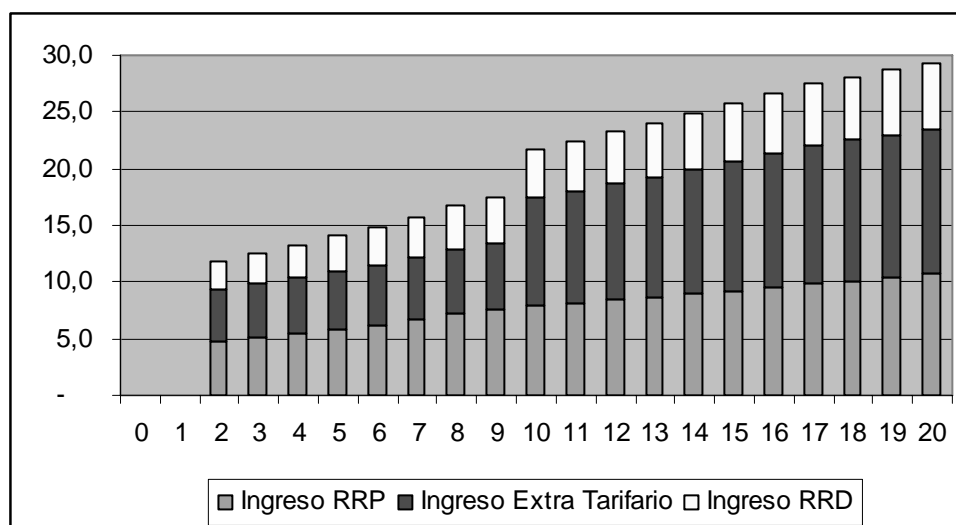
- Si las regiones son abastecidas por el mismo concesionario, las tarifas medias de uso de los RRP y RRD serían de US\$ 1,22/MMBTU y US\$ 0,39/MMBTU, respectivamente.
- El ingreso promedio anual del concesionario sería US\$ 24,6 MM.
- También, se planteó otra alternativa que integra los negocios de Ica, Junín (Alternativa 2) y Ayacucho, lo que generaría un negocio más rentable para el concesionario con un ingreso anual promedio de alrededor de US\$ 33,5 MM.

Región Cusco:

- CASO 1: Provisión Cusco + Cachimayo con gasoducto 8” (Ingreso Tarifado 100%)
 - Los ingresos anuales generados por el segmento RRP resultan mayores a los del segmento RRD (tres veces), esto como consecuencia de que el Ramal Regional Principal presenta una extensión importante.
 - Las tarifas de uso de la RRP y RRD son US\$ 3,25/MMBTU y US\$ 1,04/MMBTU, respectivamente.
 - El ingreso anual promedio es de alrededor de US\$ 16,21 MM, integrando ambos segmentos.
- CASO 2: Provisión Cusco + Cachimayo con gasoducto 10” (Ingreso Tarifado + Fondos Extra Tarifarios).
 - Las tarifas de uso de los RRP caen de US\$ 3,25/MMBTU a US\$ 1,9/MMBTU por efecto de la disminución de la base de costos a cargarse al proyecto cuando se utilizan fondos extra tarifarios.
 - El ingreso promedio anual es de alrededor de US\$ 19 MM integrando ambos segmentos. Dicho ingreso anual se compone de los ingresos tarifarios por los negocios de RRP y RRD más un monto de garantía anual que cubre los costos totales del servicio, a dicho monto se le llama fondo extra tarifario⁵⁶.
 - El valor actualizado de los fondos extra tarifarios necesarios para recuperar el total de costos (CAPEX y OPEX) de este gasoducto asciende a US\$ 45,8 MM, ingreso que debiera ser garantizado a partir de una mayor disponibilidad del canon gasífero en la región.

⁵⁶ Véase “Cálculo del ingreso requerido con combinación de tarifa y fondos “extraproyecto” – Región Cusco”, página 137.

Gráfico 3.26: Evolución de la Composición del Ingreso del Negocio Integrado - Sistema Cusco + Cachimayo (10'') (En millones de US\$)



Comparativa de Costos de Provisión del Gas Natural Versus el Costo Promedio de los Energéticos a Sustituir

3.57 Una vez calculadas las tarifas medias correspondientes a los segmentos RRP y RRD para cada región, es posible armar la cadena de valor del costo de provisión promedio del gas hasta el usuario final. Para ello, hemos considerado las hipótesis del Caso Base. Resulta útil, a efectos de realizar un análisis de razonabilidad del costo al usuario, comparar ese valor con el costo promedio del sustituto. El costo del sustituto se expresa neto de los costos de conversión e instalación interna para que resulte comparable al costo de suministro del gas natural.

3.58 En la siguiente tabla se observa el ejercicio para la región Ica; puede apreciarse que el costo promedio del gas natural sería entre un 42 y 55% más económico que el costo promedio del energético sustituto. Vale aclarar que esto no significa que todos los consumidores tendrán ahorros; en realidad podría darse casos de consumidores para los cuales el costo del gas natural supere al del sustituto.

Tabla 3.17: Comparativa de Costos de provisión GN vs. Energéticos - Región Ica (en US\$/MMBTU)

<i>Item</i>	<i>Provisión con Gas Natural</i>	<i>Costo Promedio de Sustitutos^a</i>
Costo Gas Natural	1,00	
TTC	1,16	
RRP	0,25	
RRD	0,23	
Tarifa Final Promedio	2,65	5,90
Relación Tarifa GN vs. Sustituto		45%

^a Neto costos de instalación interna y conversión, Julio de 2004.

3.59 En la Región Junín, para la Alternativa 1 (con y sin extensión a Huancayo) y la Alternativa 2, agregamos al análisis otros posibles casos que es necesario plantear; por ejemplo, se podría justificar desde el punto de vista económico que el costo de transporte en la Alternativa 2 fuera recalculado, en virtud de que la estructura de la tarifa dependerá del factor distancia, así el costo de transporte al usuario estará en función de la distancia recorrida por el gasoducto.

3.60 Si se observa la tabla siguiente, puede apreciarse la regla que fija que el costo de transporte debe ser retribuido mediante una tarifa que varíe con la distancia desde el centro de inyección hasta el punto de intersección del Concesionario y con el transporte troncal de Camisea. De no contemplarse esta disminución en la tarifa de transporte del TTC por el factor distancia, el costo de provisión promedio, considerando las Alternativas 1 -con y sin extensión a Huancayo- y la Alternativa 2, se encontraría en los siguientes rangos (en el orden de las alternativas) con respecto al costo promedio del sustituto y dependiendo del costo de gas natural considerado:

- Costo de US\$ 1,0/MMBTU: <26-35-31%>

3.61 Finalmente si se incorpora el efecto distancia en la tarifa TTC, se producen las mayores diferencias para los dos casos de costo de gas natural considerados, respecto al costo promedio del sustituto:

- Costo US\$ 1,0 /MMBTU: <-44%>

Tabla 3.18: Comparativa de Costos de Provisión de Gas Natural vs. Energéticos - Región Junín (en US\$/MMBTU)

Item	Provisión con GN				Costo Prom. Sust. ^a
	Sin distancia en TTC		Sin distancia en TTC		
	Alternativa 1		Alternativa 2		
	s/extensión Huancayo	c/extensión Huancayo			
Costo Gas	1,00	1,00	1,00	1,0	
TTC	1,16	1,16	0,47	0,47	
RRP	1,12	1,37	1,19	1,19	
RRD	0,13	0,35	0,29	0,29	
Tarifa Final Promedio	3,41	3,88	2,95	2,95	5,25
Relación Tarifa GN vs. Sustituto	65%	74%	56%	56 %	

^a Neto costos de instalación interna y conversión, Julio de 2004.

3.62 En la Región Ayacucho, siguiendo el mismo análisis, se aprecia que el costo promedio de provisión del gas natural es entre un (-20% / -31%) más bajo que el costo promedio del sustituto.

Tabla 3.19: Comparativa de Costos de Provisión de Gas Natural vs. Energéticos - Región Ayacucho (en US\$/MMBTU)

Item	Provisión con Gas Natural		Costo Promedio Sustitutos ^a
	Sin distancia en TTC		
	Alternativa 1	Con distancia en TTC Alternativa 2	
Costo Gas	1,0	1,0	
TTC	1,16	0,47	
RRP	3,16	3,16	
RRD	4,86	4,86	
Tarifa Final Promedio	10,19	9,49	13,70
Relación Tarifa GN vs. Sustituto	74 %	69 %	

^a Neto costos de instalación interna y conversión, Julio de 2004.

3.63 Para la Región Cusco también se podría justificar desde el punto de vista económico que el costo de transporte fuera recalculado, en virtud de que la estructura de la tarifa dependerá del factor distancia, así el costo de transporte al usuario será función de la distancia recorrida por el gasoducto. En la siguiente tabla se observa el ejercicio para los casos 1 y 2 presentados:

Tabla 3.20: Comparativa de Costos de Provisión de GN vs. Energéticos - Región Cusco

Ítem	CASO 1		CASO 2	
	Provisión Cusco + Cachimayo (RRP=8")		Provisión Cusco + Cachimayo + Ext. Sección Gasoducto (RRP=10") ^a	
	Sin Distancia en TTC	Con Distancia en TTC	Sin Distancia en TTC	Con Distancia en TTC
Costo Gas natural	1,00	1,00	1,00	1,00
TTC	1,21	0,22	1,21	0,22
RRP	3,25	3,25	1,90	1,90
RRD	1,04	1,04	1,04	1,04
Tarifa Final Promedio	6,50	5,50	5,15	4,16
	<i>Costo Sustituto por Sector^b</i>			
	<i>Residencial</i>	<i>Com. y Peq. Ind.</i>	<i>GNV</i>	<i>GU</i>
	21,3	11,6	20,6	6,2

^a Tarifas RRP con garantía

^b Neto costos de instalación interna y conversión, Mayo de 2005.

Consideraciones en la incorporación de Usuarios Residenciales

3.64 Las consideraciones son las siguientes:

- El consumo residencial tiene una baja rentabilidad económica como lo muestra el análisis de prefactibilidad.
- Las metas de conexión no pueden soslayar que el costo de instalación interna y conversión (US\$ 125) representa aproximadamente 10 veces el gasto actual en GLP.

3.65 En las siguientes tablas se muestra, en Nuevos Soles, el costo de una factura promedio - mes para las diferentes regiones, sumando todos los costos de la

cadena, incluida la instalación interna y la conversión⁵⁷, considerando un escenario con efecto calefacción y otro sin este efecto. A continuación se señalan algunas implicancias del análisis:

- El financiamiento blando (ya que una cuota a 10 años de pago representa 15% del gasto en GLP al mes) para captar clientes residenciales es un elemento central de la política comercial.
- Los cálculos tarifarios asignando el costo de la red a los usuarios residenciales, prácticamente llevan a un gasto en GN igual al de GLP, incluida la cuota.
- El efecto calefacción permite disminuir el costo unitario de red permitiendo un mayor uso de energía.
- A efectos de alcanzar metas de conexión razonables se sugiere que se recalculen la estructura tarifaria con algún rebalanceo de costos entre usuarios industriales y el resto.

Tabla 3.21: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (US\$/MMBTU; Soles/mes) – Escenario con Efecto Calefacción.

<i>Consumo mensual</i>	<i>Ica</i>	<i>Ayacucho</i>		<i>Junín 1</i>		<i>Junín 2</i>	
	22	34		42		48	
<i>Concepto</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	
Costo Gas	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	
TTC	1,2	1,2	0,5	1,2	1,2	0,5	
RRP	0,3	3,2	3,2	1,1	1,2	1,2	
RRD	12,5	7,6	7,6	5,9	5,0	5,0	
<i>Tarifa Resid. Promedio Final</i>	<i>15,7</i>	<i>13,7</i>	<i>13,0</i>	<i>10,0</i>	<i>9,2</i>	<i>8,5</i>	
Instalación Interna + Conversión	2,0	1,3	1,3	1,1	0,9	0,9	
<i>Costo Resid. Total</i>	<i>17,8</i>	<i>15,0</i>	<i>14,3</i>	<i>11,1</i>	<i>10,1</i>	<i>9,4</i>	
<i>Costo en S/. por mes</i>	<i>49,7</i>	<i>65,9</i>	<i>62,9</i>	<i>60,0</i>	<i>62,3</i>	<i>58,1</i>	

⁵⁷ En el ejercicio para el cálculo del cargo (cuota) por concepto de instalación interna y conversión, la Inversión es financiada al usuario por 10 años a una tasa del 12% anual.

Tabla 3.22: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (US\$/MMBTU; Soles – mes) – Escenario Sin Efecto Calefacción para Regiones Ayacucho, Junín e Ica

<i>Consumo Mensual (m³)</i>	<i>Ica</i>		<i>Ayacucho</i>		<i>Junín 1</i>		<i>Junín 2</i>	
	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>
<i>Concepto</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Sin dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>	<i>Con dist TTC</i>
Costo Gas	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
TTC	1,2	1,2	0,5	1,2	1,2	1,2	0,5	0,5
RRP	0,3	4,4	4,4	1,1	1,3	1,3	1,3	1,3
RRD	16,8	16,0	16,0	15,3	14,7	14,7	14,7	14,7
<i>Tarifa Resid. Promedio Final</i>	<i>20,0</i>	<i>23,4</i>	<i>22,7</i>	<i>19,4</i>	<i>19,0</i>	<i>19,0</i>	<i>18,3</i>	<i>18,3</i>
Instalación Interna + Conversión	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
<i>Costo Resid. Total</i>	<i>22,8</i>	<i>26,1</i>	<i>25,4</i>	<i>22,1</i>	<i>21,7</i>	<i>21,7</i>	<i>21,0</i>	<i>21,0</i>
<i>Costo en S/. por mes</i>	<i>47,3</i>	<i>54,3</i>	<i>52,9</i>	<i>46,0</i>	<i>45,1</i>	<i>45,1</i>	<i>43,7</i>	<i>43,7</i>

Tabla 3.23: Costo de Provisión de GN al Sector Residencial (Región Cusco - Caso RRP 10”) (US\$/MMBTU, Soles-mes)

<i>Consumo Mensual (m³)</i>	<i>Con calefacción</i>		<i>Sin calefacción</i>	
	<i>48</i>	<i>16</i>	<i>16</i>	<i>16</i>
<i>Concepto</i>	<i>Sin distancia al TTC</i>	<i>Con distancia al TTC</i>	<i>Sin distancia al TTC</i>	<i>Con distancia al TTC</i>
Precio Gas natural	1,0	1,0	1,0	1,0
TTC	1,2	0,2	1,2	0,2
RPP	1,9	1,9	2,0	2,0
RRD	6,2	6,2	17,6	17,6
<i>Tarifa Resid. Promedio Final</i>	<i>10,3</i>	<i>9,3</i>	<i>21,8</i>	<i>20,8</i>
Inst. Interna + Conversión	0,9	0,9	2,0	2,0
<i>Costo Resid. Total</i>	<i>11,2</i>	<i>10,2</i>	<i>23,8</i>	<i>22,8</i>
<i>Costo en S/. por mes</i>	<i>65,2</i>	<i>56,4</i>	<i>46,3</i>	<i>44,4</i>

Conclusiones del Análisis de Prefactibilidad Financiera

3.66 Los negocios integrados por región o zona de Concesión tienen una magnitud más interesante que los negocios separados (en Rangos y promedios), con excepción de Ayacucho. Los ingresos anuales promedio de las concesiones de los Negocios Integrados serán:

- Región Ica: US\$ 8,9MM
- Región Junín (Alt1-Alt2): US\$ (16,7-22,3)MM
- Región Ayacucho: US\$ 2,3MM
- Región Cusco (Caso 1 – Caso 2): US\$ (16,2- 19)MM

3.67 Los negocios separados por localidad o región (sin incluir Ramales Regionales Principales) no detentan en general ingresos significativos (Rangos y promedios).

3.68 El negocio residencial es poco significativo y el margen de distribución podría duplicarse si no se incluye el efecto calefacción (similar a la problemática de Lima).

3.69 En el caso de la Región Cusco, si se cambia la red (de 8” a 10”) para el eventual suministro a una central en Quillabamba (u otro proyecto de magnitud similar en consumo) es necesario un aporte de fondos tal que la tarifa RRP sólo financie el 50% de los costos del servicio. El aporte de fondos en valor actual asciende a US\$ 45,8 MM.

3.70 En el esquema de regulación asumido, hemos planteado la prohibición del “by pass” físico, es decir, el gran cliente siempre deberá pagar a la distribuidora un peaje por la red (RRD). Vale notar que así funciona el sistema para la única región hoy concesionada en Lima y Callao. Esto hace indudablemente que el cargo promedio de la red RRD sea más bajo que si no se incluyera el consumo de estos grandes clientes. Así mismo, se asume que todos los grandes clientes compran el gas por su cuenta. Un análisis de sensibilidad muestra como aumenta la tarifa RRD cuando no se incluye la demanda de los grandes clientes (Ica: de US\$ 0,23/MMBTU a US\$ 3,94/MMBTU, Junín Alt. 2: de US\$ 0,29/MMBTU a US\$ 2,44/MMBTU).

3.71 Para todas las regiones, el costo promedio de provisión de gas en el Caso Base, permite un ahorro respecto al costo promedio anual en energéticos a sustituir para cada región (en porcentaje, considerando un costo de gas de US\$ 1,0/MMBTU) de:

- Ica: 55%
- Junín (Alt.1 - Alt.2): 35- 44%
- Ayacucho: 26 -31%
- Cusco y Cachimayo (Caso 1 y Caso2): (56 – 63%) y (65 – 72%)

4

Propuestas para la Estructuración de la Prestación del Servicio de Abastecimiento de Gas Natural

Necesidad de un Plan Estratégico

4.1 En esta sección se identifican las herramientas del Plan Estratégico para concesionar las unidades de negocio de transporte y distribución de gas natural (GN) en las regiones con motivo de las extensiones del Transporte Troncal de Camisea (TTC). Las recomendaciones respecto de la estrategia se nutren de las conclusiones incorporadas en los módulos desarrollados en las anteriores etapas: (i) Estudios Técnicos-Ambientales de Ramales Regionales Principales (RRP) y Ramales y Redes de Distribución (RRD); (ii) Estudios de Mercado; y (iii) Estudios Económicos-Financieros.

4.2 La prestación del servicio en las regiones requerirá del desarrollo de una infraestructura importante hasta llegar al consumidor a ser construida y operada por cuenta del concesionario del sector privado, esto es: (i) construcción de la infraestructura; (ii) su operación y mantenimiento; (iii) la expansión de los sistemas hacia nuevos mercados o futuros usuarios; (iv) la introducción y comercialización de servicios; y (v) la atención de los clientes nuevos y futuros. Al tratarse de una industria capital intensiva en capital, con fuertes requerimientos de inversión, y un mercado ciertamente incipiente, será necesario imprimir racionalidad, confianza y estabilidad en las reglas de juego a ser definidas por la Autoridad.

4.3 La estrategia desarrollada es un marco de referencia para la toma de decisiones de las autoridades del Gobierno Central y los Gobiernos Regionales en su accionar para lograr la penetración regional del GN. Varios de los temas que se presentan como elementos distintivos del Plan Estratégico se plantean en términos de alternativas de acción, para permitir una discusión más abierta y flexible de aspectos de organización de la prestación del servicio de GN pretendida en las regiones.

Pilares de la Estrategia

4.4 Los estudios de mercado, técnicos, ambientales y económicos desarrollados hasta aquí para los proyectos de provisión de GN a las Regiones de

Ayacucho, Junín e Ica, indican que los mismos son positivos en términos de prefactibilidad. El proyecto de provisión de GN a la Región Cusco también resulta viable de cumplirse las premisas de desarrollo de la demanda, y dándose una garantía de consumo mínimo.

4.5 Alcanzada esta etapa, el Gobierno del Perú, a través de ProInversión, podrá iniciar entonces la búsqueda de las mejores herramientas para crear un marco o ambiente razonable para el desarrollo de un mercado incipiente pero con significativas potencialidades y efectos sobre el bienestar de la sociedad. Ello conlleva, a su vez, a establecer una serie de lineamientos de organización de la prestación del servicio de GN en pos de alcanzar los objetivos sociales y de penetración del gas natural en las regiones al menor costo posible.

4.6 Las herramientas que se propongan para la atracción del capital privado a estos negocios requerirán definir:

- Objetivos que puedan ser alcanzados a través de una trayectoria que refuerce la realización de etapas subsiguientes del proyecto; minimizando inconvenientes que puedan generar replanteos de estructuración y reorganización de las actividades del proyecto.
- Condiciones de Contexto diagnosticadas correctamente. Esto corresponde al diagnóstico socioeconómico, el estudio de la demanda, los estudios de pre-impacto ambiental, estudios de costos y de prefactibilidad económico financiera, y del análisis de las condiciones institucionales y regulatorias en las que se enmarcan los negocios de suministro de gas natural.
- Instrumentos efectivos y eficientes para alcanzar esos objetivos: organización de la prestación del servicio; obligaciones del concesionario; metodología tarifaria; forma y grado de participación de las diversas instituciones del gobierno; publicidad y educación en el uso del gas natural; entre otros.

4.7 El marco de referencia que se tuvo en cuenta en la formulación del Plan Estratégico definido en el presente Informe para la concesión de los proyectos regionales de GN, parte del estudio de las condiciones de contexto; esto es:

- Aprovechar la experiencia ya recogida del proyecto Camisea;
- Extraer los beneficios de un recurso disponible más competitivo;
- Respetar el marco regulatorio de la actividad con el propósito de afianzar su viabilidad y sostenibilidad en el largo plazo;
- Contemplar la realidad socio-económica de las regiones, evaluando alternativas viables para la concesión de los negocios de prestación;
- Identificar los obstáculos y restricciones ambientales en la implementación de los proyectos.

4.8 Es claro que los proyectos persiguen objetivos finales con impacto en la realidad económico-social actual de las regiones. Estos objetivos se listan a continuación:

- Disponibilidad del recurso GN con disminución de la dependencia energética y costo energético;
- Desarrollo Regional: nuevos emprendimientos productivos y crecimiento de la base productiva actual;
- Mejora de la calidad de vida (satisfacción de necesidad de calefacción, impacto sobre el ambiente y el bienestar económico);
- Mayor efectividad en la interacción de roles Público y Privado para el bienestar general (Gobierno Central, Gobiernos Regionales, ONG's, Prestadores de Servicios y Usuarios).

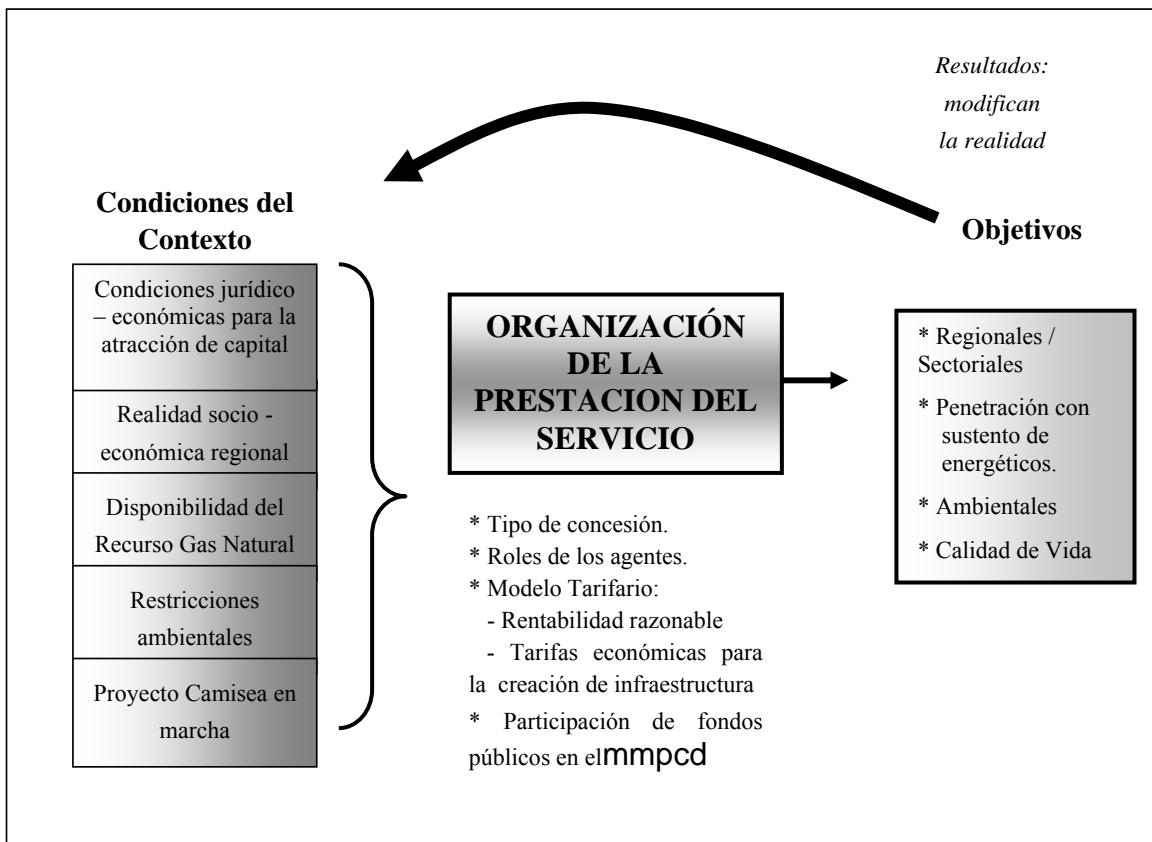
4.9 A modo de ejemplo, y para presentar los efectos positivos de los proyectos, a continuación se sintetizan los impactos estudiados en las anteriores etapas del presente informe:

- Ahorro costos energéticos: aprox. US\$ 257,2MM – US\$ 275,7MM para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica y US\$ 89,7MM para la Región Cusco.
- Empleo: 1 300-1 400 empleos directos en la etapa constructiva sólo para el proyecto de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica.
- Conexión de usuarios: 45 000 (2010) para el proyecto de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, y más de 15 000 (2010) para la Región Cusco.
- Posibilidad de desarrollo de Nuevas Industrias.
- Beneficios ambientales.

4.10 Alcanzar esos objetivos requiere definir una organización de la prestación del servicio de gas natural adecuada para la sustentabilidad de largo plazo a la industria. Ello incluirá la definición de roles de los agentes, alcance de las actividades de prestación, definición de niveles y estructura tarifaria, entre otros.

4.11 Las acciones que sustentan la Estrategia pueden visualizarse en la figura 4.1. Partiendo de determinadas condiciones de contexto (realidad socio- económica; condiciones jurídico-regulatorias mínimas para atraer capital a la industria, requerimientos ambientales, entre otros), los objetivos se alcanzan a partir de una serie de instrumentos y acciones que se engloban en el término organización de la prestación del servicio: roles de los agentes, tipo de concesión, modelo tarifario, tamaño del negocio a concesionar, entre otras.

Figura 4.1: Condiciones para la Penetración del Gas Natural en las Regiones



4.12 Cabe indicar que, el alcanzar determinados objetivos de desarrollo regional, al mismo tiempo que lograr condiciones competitivas para el suministro de gas natural y contribuir al desarrollo económico de la región, pueden no ser objetivos plenamente complementarios. La implantación de algunos proyectos que busquen el desarrollo de determinado sector de la región, puede requerir utilizar subsidios cruzados desde un segmento de usuarios a otros; lo que en definitiva se traduce como un sobrecosto en el resto de las actividades o bien en la necesidad de redistribuir fondos sacrificando alguna alternativa.

Condiciones de Contexto: Realidad Socio – Económica, Restricciones Ambientales, Condiciones Jurídicas e Institucionales.

Contexto Socio – Económico

4.13 Los estudios efectuados por la Consultora -de campo y de gabinete- permitieron identificar factores claves a tener en cuenta del contexto socio-económico, los cuales se constituyen en el primer elemento a considerar en el diseño de nuestro Plan Estratégico.

4.14 En términos macro se concluye que:

- Un porcentaje elevado de la población de las ciudades tiene ingresos por debajo de 800 Nuevos Soles mensuales (75% en el caso de Tarma y entre el 50-60% en Ayacucho, Oroya y Huancayo; 30% en Ica y Pisco; 54 % en Cusco); y en ese sentido su índice de desarrollo socio-económico es menor al de Lima, en donde recién este año se ha dado comienzo a la distribución de gas natural y el pronóstico de conexiones prevista de usuarios residenciales y comerciales es modesto, siendo de 55 162 clientes conectados al quinto año del proyecto, 90 865 a los diez años, y 116 708 a los quince años.
- El gasto promedio en energía eléctrica es relativamente bajo: 60 – 74 Nuevos Soles mensuales por hogar, y en GLP para cocinar es entre 40 y 51 Nuevos Soles mensuales (1,2 a 1,4 balones de GLP por mes); en ello influyen el nivel socioeconómico de la población y aspectos climáticos y culturales.
- No existiendo en Perú una cultura de consumo de gas natural en forma masiva, será importante el resultado que se alcance en Lima a lo largo de los primeros cinco años.
- Las proyecciones de demanda en los escenarios considerados dependen de la realización de conversiones e implantación de proyectos de magnitud (13 grandes usuarios potenciales en las localidades de La Oroya, Tarma y Pisco, y 11 grandes usuarios potenciales en Cusco). Las demandas de las grandes industrias o proyectos de gran magnitud, representan, aproximadamente, el 90% de la demanda total, y en algunos casos son suficientes para justificar la viabilidad económica de los proyectos de extensión.
- En el caso particular de la Región Cusco, el grueso de la demanda depende de unos pocos usuarios importantes, y sólo uno de ellos, la planta de nitrato de amonio de Cachimayo, significa el 48% de la demanda en el Escenario I (Cusco + Cachimayo), siempre y cuando se lleve a cabo la sustitución de la energía eléctrica consumida por el gas natural. Pasar a los restantes escenarios, en los que la demanda se incrementa notablemente en base a nuevos proyectos que no provienen de industrias ya instaladas en la región, requiere de inversiones significativas de infraestructura y además que los proyectos finalmente se materialicen (central de Quillabamba y de producción de hierro esponja en Combapata). Estos últimos proyectos son excluyentes o sea que pueden concretarse en otras localizaciones además de la Región Cusco. En el caso del hierro esponja, una alternativa es la localización del emprendimiento en Ica-Pisco; mientras que en el caso de Central Térmica, se compite con la provisión a la red en varias localizaciones.

- Las demandas del sector comercial e industrial pequeño no son significativas y requieren de un minucioso estudio de campo para su mejor cuantificación.

4.15 El análisis sectorial conduce a las siguientes consideraciones sobre la potencialidad del GN en las regiones analizadas:

Sector Residencial

- Los bajos ingresos observados en la población suelen estar asociados con dificultades en el acceso al crédito bancario, lo que implica definir: i) una política para el financiamiento de las conexiones y conversiones; ii) un rol activo por parte de la concesionaria vía herramientas comerciales y tarifarias.
- El tipo de viviendas, independientes en general, es de carácter precario, lo que limita el número de conexiones y de artefactos que puedan instalarse atendiendo niveles mínimos de seguridad.
- El destino del gas natural para la calefacción puede disminuir sensiblemente los costos unitarios de prestación del servicio, pero requiere de inversiones importantes por parte del usuario en instalación interna (bocas adicionales de consumo) y de artefactos; y posiblemente demore en manifestarse en el tiempo, debido al cambio de costumbres y de inversiones requeridas.
- La incidencia general del sector residencial en la demanda total de las regiones, con excepción de las ciudades de Ayacucho y Cusco donde existe una demanda potencial más interesante, en general no es significativa (la demanda residencial implica el 2 ó 3% de la demanda total, según se trate del escenario residencial base o con calefacción). Sin embargo, este aspecto es de un importante impacto político y social. La población que acceda a su uso en forma directa apreciará sus ventajas, además de las económicas, en relación a los combustibles que se sustituyen, y al mismo tiempo se crearán condiciones favorables para una mejor aceptación de este recurso en el Perú y un desarrollo regional balanceado; alcanzando a aquellas regiones aledañas por donde transita el gasoducto principal de Camisea, es decir, las regiones bajo análisis.

Sector Industrial - Comercial

- La importancia de los sectores de pequeñas industrias y comercios es de escasa gravitación en la demanda total de las regiones. Como se indicara en párrafos anteriores, las grandes industrias y los proyectos de gran magnitud son la explicación relevante de la demanda actual y potencial.
- La principal demanda de las regiones es la de origen industrial.

- No obstante el trabajo de encuestas realizadas en los principales centros de demanda, y la escasa información disponible en las regiones respecto de establecimientos de consumo y su localización, será necesario que el futuro Concesionario realice un trabajo detallado de estas actividades y su potencialidad.

Sector Eléctrico

- Los grandes consumos industriales son la explicación gravitante de la demanda, pero la conversión e instalación de nuevas centrales ayudarían a viabilizar la infraestructura de gas natural. Cabe, no obstante, ponderar adecuadamente aspectos positivos y negativos en el desarrollo termoeléctrico para impulsar la demanda de gas natural en las regiones:
- El crecimiento futuro de la demanda para la generación eléctrica en el Perú será principalmente con gas natural. De la demanda proyectada del Gas de Camisea para la distribución en las ciudades de Lima y Callao⁵⁸ (549,8 MMPCD) hacia el año 2023, el consumo de la generación eléctrica representará aproximadamente el 84%.
- El precio del gas natural para la generación eléctrica de contratos originales (Camisea) que fue menor que para el resto de los usos también podría aplicarse a los demandantes potenciales de las zonas analizadas.
- Competencia por la ubicación de una central, posiblemente en la Costa, cerca a Ica, de 150 MW; el consumo potencial de gas natural de una central de ciclo abierto de ese tipo sería de 12 MMPCD en 2008 (año de inicio de operación), representando el 44% de la demanda de grandes usuarios de la Región Ica.
- Se disminuyen los problemas de congestión en la transmisión al mayor centro de consumo, Lima.
- Con excepción de Shougesa, los beneficios de la conversión a gas natural del resto de centrales requieren estudios particulares de todas las industrias pequeñas con capacidad menor a 7 MW (+/-), tal como se indica en el Estudio de Mercado.

Gas Natural Vehicular

- Como se señalara en los Estudios de Mercado, su uso potencial en las Regiones es modesto. Ello a diferencia del mercado potencial de Lima que detenta el 65% del parque automotor nacional, y que no depende del desarrollo periférico de estaciones de GNV. Un ejemplo del escaso

⁵⁸ Fuente: La Industria del Gas Natural en el Perú, Documento de Trabajo N° 1, OSINERG, Agosto 2004.

potencial en algunas regiones el caso de Ayacucho, en donde el número de vehículos es de apenas 5 000, que sólo es 0,4% del parque nacional automotor⁵⁹.

- Los resultados pueden sintetizarse en lo siguiente:
 - i) en algunos casos es de escasa viabilidad local por el escaso número de vehículos potenciales a convertir (Tarma, Ayacucho y Cachimayo, por ejemplo);
 - ii) depende de una configuración de estaciones distribuida entre las ciudades a lo largo de las rutas -a efectos de potenciar la valoración por los usuarios de las ventajas de la conversión-;
 - iii) su desarrollo en el tiempo demorará en presentarse debido al desarrollo económico de las regiones.

Contexto Jurídico e Institucional

4.16 Un segundo elemento a considerar en la formulación de la estrategia tiene que ver con la identificación de los factores claves del contexto jurídico - institucional:

- i) los roles y la interacción de las diversas instituciones gubernamentales: Gobierno Nacional, Gobiernos Regionales y Distritales, en sus áreas de competencia;
- ii) el Proceso de Descentralización y la facilitación de las prestaciones gubernamentales (permisos, informaciones, etc.);
- iii) las particularidades del proyecto y su encuadramiento al Marco Normativo actual en materia de la prestación del servicio de abastecimiento de GN.

4.17 El proceso de descentralización, se transforma en un punto crítico para la planificación de las obras, aún cuando la misión de los gobiernos es promover el desarrollo sostenible local, y como parte de éste, fomentar las economías locales. Este proceso se encuentra en una fase de inicio, por lo que las autoridades de los niveles Regional, Provincial y Distrital, están enfrentando un momento de cambio e incertidumbre. Existe una falta de claridad en la asignación de funciones, claridad sobre el carácter vinculante de los planes de desarrollo concertado y los presupuestos participativos, así como debilidad en los mecanismos de articulación de los gobiernos locales y gobiernos regionales.

⁵⁹ Hacer sustentable una estación de suministro de GNV requeriría atender un parque convertido de 1000 vehículos. “Estudio de la Demanda Potencial de Gas Natural para las Regiones Ayacucho, Junín e Ica” y “Estudio de Mercado de la Demanda Potencial de Gas Natural para la Región Cusco”, elaborados por Macroconsult / CCR para R. García Consultores. Octubre de 2004 y Mayo de 2005, respectivamente.

4.18 Para generar procesos que faciliten la gestión de las diversas etapas de las obras, los funcionarios de los gobiernos locales pueden tener inconvenientes para interpretar y hacer efectiva la intervención de su respectivo gobierno en la política que convierta al gas natural como eje estratégico, así como de sus competencias y jurisdicciones. Que la implementación de los proyectos llegue a cumplir con sus objetivos, dependerá de una acción coordinada de los diferentes actores en línea con lo expresado en los anteriores párrafos.

Disponibilidad del Recurso Gas y Proyecto Camisea en Marcha

4.19 Es obvio que el descubrimiento de gas natural en el área de Camisea motorizó la transformación del sector energético en Perú. Con reservas probadas de dos de sus yacimientos principales, Cashiriari y San Martín, de $8,7 \times 10^{12}$ p³ (TCF) de gas natural y 545 MM bbl de líquidos, la magnitud de gas natural del yacimiento Camisa equivale a 16 veces el tamaño del yacimiento de Aguaytía, lo que demuestra que el gas natural descubierto en Camisea será la base más importante del desarrollo de la industria del gas natural en el país⁶⁰.

4.20 El Proyecto Camisea fue cristalizado durante el 2000 cuando se adjudicaron los negocios de: (i) explotación, separación y fraccionamiento de hidrocarburos; y (ii) transporte y distribución de gas, a consorcios privados. Desde entonces el Proyecto Camisea se ha convertido en un movilizador sustancial de la actividad económica, como consecuencia de las cuantiosas inversiones necesarias para monetizar las reservas, los gastos operativos que se producen en torno a los tres segmentos del Proyecto (“upstream”, transporte, distribución) y la generación de fuentes de riqueza por los proyectos que se deben materializar tanto en el sector industrial como comercial y de consumidores. A la fecha, la inversión real ejecutada bajo el contrato de licencia de explotación del lote 88 ha sido de US\$ 730 MM; en tanto que la construcción de los gasoductos de transporte de gas natural y líquidos, US\$ 710 MM.

4.21 La etapa de construcción del Proyecto ha demandado una importante proporción de las inversiones totales que han asumido cada uno de los consorcios involucrados; una suma del orden de los US\$ 1 440 millones en la fase previa a la entrada en explotación comercial, la cual se efectivizó a principios de agosto de 2004, cuando fueron inaugurados: la planta de gas natural en el campo de producción de Las Malvinas; el “City Gate” de Lurín (Lima) y la planta de fraccionamiento de los líquidos del gas natural de Pisco.

4.22 Camisea y el sector eléctrico de Perú tienen una mutua dependencia. Es indudable que éste último ha viabilizado el desarrollo del Proyecto por el fundamental soporte que le otorga el Fondo de Garantía a la inversión necesaria para su desarrollo.

⁶⁰ Según L. Espinoza (OSINERG, 2000), la fracción de gas seco de Camisea que se podría utilizar en una central de ciclo combinado produciría el equivalente de energía generada en 110 años por el complejo hidroeléctrico de Mantaro (aprox. 1 000 MW)

Pero al mismo tiempo el gas natural de Camisea le otorga al sector eléctrico la realidad de una fuente de suministro competitiva. Según el Boletín de la Dirección General de Electricidad del Ministerio de Energía y Minas (Septiembre de 2004), la incorporación del Proyecto Camisea en el cálculo tarifario desde hace 4 años ha generado un impacto positivo importante que se refleja en la reducción de las tarifas, caso contrario se hubiesen incrementado en 30% más.

4.23 La penetración del gas natural en el sector eléctrico implicará el desplazamiento de las centrales que utilizan combustibles más caros y la aparición de centrales tecnológicamente más eficientes como las de ciclo combinado, permitiendo el suministro a menor costo para los usuarios finales del servicio eléctrico. La empresa Termoeléctrica Ventanilla (ETEVENSA) prevé la puesta en servicios de dos de sus grupos (GT3 y GT4) de 155 MW cada uno, utilizando gas natural. A partir de 2006, en una segunda etapa, la potencia comprometida será de 383 MW adicionales en ciclo simple y combinado.

4.24 Ahora bien, superada esta primera etapa, con la puesta en marcha de la producción de gas natural y el Gasoducto Troncal Camisea, los proyectos de Gasoductos Regionales y de Ramales y Redes de Distribución en las Regiones Ica, Junín y Ayacucho, y en la Región Cusco tendrán una incidencia significativa sobre el proyecto visto en forma integral, ya que la demanda proyectada de las regiones al año 2025 representaría el 26,5% de la Capacidad Garantizada del TTC y el 21,7% de la demanda de Lima al 2023.

Restricciones Ambientales

4.25 Los Estudios Estratégicos de Impacto Ambiental y Social desarrollados para redes de distribución de gas natural en las ciudades del interior de Perú analizadas en el presente informe, permiten aseverar en todos los casos, que la disponibilidad del recurso gas natural es una oportunidad estratégica para fortalecer y aportar a la sustentabilidad del desarrollo socioeconómico de Regiones y Ciudades. Esta disponibilidad se convierte, en algunas ciudades, en una posibilidad única para forzar y apostar por un cambio en la inercia socioeconómica actual, promoviendo verdaderas oportunidades estratégicas por su incidencia en los índices de crecimiento y productividad.

4.26 La disponibilidad de gas natural impactará muy positivamente en el fortalecimiento de la Planificación Estratégica Regional, Provincial y Distrital, acompañando y aportando sustentabilidad al proceso de cambio que se está llevando a cabo con gran esfuerzo en la transformación orientada al desarrollo. Los recursos naturales y el ambiente se han establecido, como una oportunidad estratégica de las Regiones y Ciudades estudiadas. Su preservación impone la necesidad de identificar los aspectos críticos desde el punto de vista social y ambiental, para llevar a cabo los proyectos propuestos.

4.27 Los Estudios Estratégicos de Impacto Social y Ambiental permitieron, visualizar la necesidad de profundizar y orientar los esfuerzos en la identificación y preservación del patrimonio monumental, histórico y arqueológico, las áreas verdes y aquellas protegidas con alguna categoría de preservación, los terrenos con pendientes y/o erosionables y los ríos y quebradas que atraviesan las ciudades. Otras restricciones puntuales están impuestas por la posibilidad de interferencia con redes de los servicios de agua, alcantarillado, energía eléctrica o telefonía enterradas, así como la calidad constructiva de viviendas y edificios.

4.28 A los beneficios socioeconómicos estratégicos de la disponibilidad del energético, como vector de desarrollo, se deben sumar aquellos ambientales, asociados a la mejora de la calidad de vida de la población, tanto por el acceso al gas natural como combustible, como por la disminución de la contaminación por fuentes fijas y fuentes móviles, que llegan a ser importantes en los entornos urbanos estudiados, y que convierten al proyecto en beneficioso para Regiones, Ciudades y Distritos, resultando en un impacto ambiental totalmente compatible con los objetivos propuestos.

Organización de la Prestación del Servicio

Instrumentos Facilitadores de la Implantación del Proyecto

4.29 Entre los aspectos más relevantes para la estructuración y organización de la actividad de prestación del servicio de GN se hallan: (i) Caracterización de las actividades de Transporte, Distribución y Comercialización (Alta Presión -AP- y Otras Redes -OR-), (ii) Ámbito Espacial de la Prestación del Servicio; (iii) Zona/s de Distribución a considerar; (iv) Las particularidades de las Regiones y del Proyecto; (v) Nivel de Integración de la Propiedad y de las actividades de prestación; (vi) Prioridades y Exclusividades (temporales, de mercado, espaciales) para la prestación del servicio; (vii) Tarifas (niveles y estructuras); (viii) Viabilidad Económica- Financiera de los proyectos; (ix) Integración del Proyecto de las Regiones aquí analizadas con: a) la concesión ya existente en Lima; y b) la Concesión del servicio en la Región de Cusco y otras que potencialmente utilicen la infraestructura del gasoducto de Camisea.

Punto de Partida

4.30 La implantación de los proyectos deberá realizarse en armonía con el régimen normativo actual de la industria, los requerimientos ambientales y las particularidades de promoción que se requieren para estos proyectos, siempre bajo la premisa que se trata de un negocio a desarrollar (“*Greenfield*”). Los lineamientos básicos que se proponen respecto a los puntos antes mencionados son:

La normativa de aplicación:

- Aplicar la normativa vigente en el Perú, salvo las cuestiones que requieran adaptación por: i) la particularidad de la/s Concesión/es; ii) el carácter promocional para el desarrollo de los proyectos en las regiones.

Para la penetración del gas natural en cada región:

Definir claramente los roles de los Gobiernos Regionales y su interacción con otras Autoridades;

- Efectuar campañas de publicidad sobre los beneficios de la utilización del GN;
- Financiamiento de las conexiones a través de las tarifas cobradas a los consumidores;
- Facilitar líneas de financiamiento para las conversiones de los usuarios; incluirlas en las facturas, y eventualmente en las tarifas;
- Estructuración de las tarifas por segmento;
- Plan de Inversión con Obligaciones de conexión de usuarios.

Para la prestación al menor costo:

- Definir negocios de relativa magnitud (para atraer operadores importantes que puedan garantizar el desarrollo del mercado y la prestación confiable y segura del servicio);
- Acotar los riesgos del “Greenfield” (exclusividades de mercado - temporales y espaciales- que hagan que la tasa de descuento efectiva a aplicar por los potenciales entrantes sea baja);
- Contratos iniciales para los grandes usuarios con descuentos promocionales, como se hizo en su oportunidad con la Concesión de Camisea, lo que tendrá como beneficio: i) anticipar consumos en el tiempo; ii) dar un tratamiento isonómico en referencia a los consumidores de Lima.
- La utilización de Garantías sobre el flujo de ingresos del Concesionario. En similitud a la Concesión de Camisea y alternativamente o en adición, la consideración de subsidios directos a la creación de infraestructura. Nótese que los mercados son a desarrollar para cada una de las regiones, y que parte de la infraestructura de los gasoductos de AP a ser conectados al de Camisea servirán mercados de algunas regiones, como es el caso de Marcona, que requerirán extensiones de gasoductos desde Pisco y que la capacidad de entrega desde esta región debe ser suficiente para atender esa demanda.

4.31 El rol de los Gobiernos Regionales, que es central para lograr el objetivo de mayor penetración, ocurrirá en dos momentos con actividades importantes: (i) hasta la Concesión de los servicios; (ii) durante el período de la Concesión. Se sugieren las siguientes líneas de acción:

Hasta la concesión de los servicios:

- Facilitar a los potenciales desarrolladores de los proyectos la información requerida a los municipios y demás organismos regionales (número y tipo de establecimientos, planos de la ciudad, etc.); coordinando y centralizando -pero desburocratizando- los tiempos de respuesta de dichas solicitudes;
- Organizar seminarios de difusión del proyecto y de las ventajas del gas natural;
- Colaborar en la capacitación de funcionarios;
- Incluir al gas natural como un factor energético de desarrollo en los planes de las regiones;
- Facilitar el acceso a premisas o antecedentes en coordinación con los gobiernos municipales.

Durante el período de la Concesión:

- Facilitar los permisos de paso y de construcción;
- Suscribir convenios de colaboración con el Concesionario de Distribución;
- Organizar seminarios de difusión de las ventajas del gas natural;
- Colaborar con planes de capacitación para los actores del sistema (instaladores, constructores, usuarios, funcionarios, etc.).

Negocio a Desarrollar y Definición del Tipo de Concesión

4.32 La Estructuración de los negocios de prestación de los servicios de GN que se presenta en esta sección intenta ser una guía para el Gobierno en pos de otorgar en concesión los mismos a través de instrumentos eficientes y eficaces. A continuación se identifican aspectos claves en la estructuración de tales instrumentos:

Estructuración de la Actividad de Prestación del Servicio

4.33 La Concesión de Distribución debería comprender los activos y la prestación de la Actividad Integrada de Transporte por red de Alta Presión y de Media/Baja Presión (OR), incluyendo las actividades de Comercialización a los usuarios. Al respecto, véase la figura 2.1 del Capítulo 2.

- Transporte por la red AP: incluye los Ramales Regionales Principales (RRP) de más de 15 bar;
- Otras Redes: incluye los Ramales y Redes de Distribución, consignado como RRD, y comprende los Ramales de MP (15 bar) y Redes de Distribución de Baja Presión.

4.34 Tal como se señalara en la sección de Prefactibilidad Económica-Financiera, la separación del negocio de distribución de los ramales de alimentación a los distritos e industrias tendría las siguientes desventajas:

- i) son negocios muy pequeños. Al respecto vale destacar a modo de ejemplo los ingresos promedio anuales de las unidades de negocio de la Alternativa 2 de la Región Junín, en forma segmentada: (i) RRP, US\$ 17,7 MM; (ii) RRD, US\$ 4,7 MM;
- ii) se puede ahorrar en costos fijos importantes de operación, comercialización y administración si se integran -al menos en cada región- estas actividades; y tomando en cuenta que el tamaño del mercado a atender tampoco justificaría otros ahorros que pudieran obtenerse de la especialización de funciones.

4.35 Desde esta óptica, en cuanto a las características técnicas de los negocios a entregar en concesión, estas resultan semejantes a las de la actual prestación de GN en la región de Lima y Callao (con activos que comprenden una red principal de AP -que para las regiones incluiría los gasoductos regionales- y redes secundarias de Media y Baja Presión); y el Distribuidor efectuando las tareas de transportar el gas desde los puntos de conexión con el Gasoducto de Camisea hasta el “City Gate” y luego su distribución y comercialización hasta el usuario final.

Grado de Integración de la Propiedad y Otros Negocios a Desarrollar por el Concesionario

4.36 En línea con la ausencia de restricciones a la integración de actividades en la concesión, se propone asimismo mantener la inexistencia de restricciones a la integración de la propiedad en la Concesión, tanto vertical como horizontal.

4.37 El Gobierno deberá evaluar la conveniencia de la participación de los actuales operadores en los negocios a ser concesionados. Desde una óptica regulatoria -y con dificultades para obtener información verosímil sobre los costos de prestación- convendría la existencia de operadores y sociedades diferentes de las actuales a efectos de brindar la posibilidad de comparaciones de performance y enriquecería la tarea regulatoria. Sin embargo, una restricción de esa naturaleza debe estar en función de las verdaderas posibilidades de conseguir suficientes firmas -de calidad- que compitan para acceder al negocio.

4.38 Permitir la realización, por parte de los concesionarios, de actividades que en principio podrían estar sujetas a la competencia de mercado, tales como las relacionadas con:

- (i) la provisión y mantenimiento de instalaciones internas,
- (ii) la venta de artefactos gasodomésticos,
- (iii) el financiamiento de tales servicios y ventas en forma independiente o con inclusión en la factura del servicio,

- (iv) la prestación de otros servicios tales como la revisión periódica de las instalaciones o de los artefactos.

La realización de estas actividades por una misma entidad, el concesionario, -pero sin que ello sea de carácter exclusivo-, ahorraría costos de desarrollo de mercado, las actividades constructivas del tendido de redes con la etapa comercial. Aprovechar el acercamiento del concesionario al cliente puede ser positivo para utilizar la sinergia entre las actividades operativas y comerciales.

Ámbito Espacial de la Prestación del Servicio de Distribución

4.39 Se sugiere que las Concesiones de Distribución comprendan una zona geográfica delimitada, incluyendo una o varias regiones y distritos. Para tal efecto el Gobierno deberá evaluar la conveniencia de lo que a “prima facie” se muestra en los estudios de prefactibilidad. La existencia de al menos tres zonas geográficas: a) la Región de Ica-Pisco; b) la Región que comprenda Junín y Ayacucho c) otra separada en la región del Cusco.

4.40 Del Estudio de Prefactibilidad de las Regiones Ayacucho, Junín e Ica, se desprende la conveniencia de la alternativa de suministro denominada Alternativa 2, a través del ramal que desde la interconexión con el Gasoducto de Camisea puede abastecer los distritos de Ayacucho-Huancayo-Tarma y la Oroya. No solamente se disminuyen sensiblemente los costos de provisión al compartir la utilización de la misma infraestructura, sino que asimismo se gana en seguridad de suministro a Lima en un futuro próximo; y en menores costos de expansión del Gasoducto ante incrementos en la demanda. Convendría analizar cuidadosamente al formular la estrategia final si se suma a esta alternativa 2 la Region de Ica que arroja los mejores resultados economicos y financieros.

4.41 El nivel de Integración de la Operación debería darse sin restricciones: uno o varios Operadores de todas las zonas de distribución, lo que se relaciona con los aspectos de conveniencia antes mencionados de comparación y que deben ser evaluados por el Gobierno.

Grado de Exclusividad y Prioridad en la Prestación del Servicio

4.42 Extensión de los Ramales y Redes - Se propone que el Concesionario tenga la exclusividad en la extensión y abastecimiento dentro de su zona de Concesión, incluso en las localidades o usuarios no comprendidos en el Plan de Inversiones previsto.

4.43 Para aquellas obras no previstas en el Pliego de Concesión se podrían plantear las siguientes alternativas, en favor del Concesionario:

- Prioridad respecto al eventual suministro a una localidad por un Subdistribuidor;
- Exclusividad (con obligación de inversión siempre que se le remunere ésta a la Tasa de Rentabilidad aprobada);

- Temporalidad de la Prioridad, como sucede en Lima y Callao por ejemplo, donde el tiempo de la “prioridad” es limitado a 12 años).

4.44 Exclusividad para el Transporte por Red - Un aspecto importante a tener en consideración es la ausencia de “by-pass” físico a la red de AP y OR para cualquier tipo de usuario (incluido el gran cliente). Permitir el by pass físico sin límites a la distribuidora, una vez que los sistemas de distribución fueron licitados y entregados para su explotación a los concesionarios, puede acarrear un enorme riesgo para el negocio, ya que existe la posibilidad de duplicación innecesaria de activos y un posible aumento del costo del servicio para aquellos usuarios que permanecen conectados a la red de la distribuidora, como consecuencia del abandono del uso de la red por parte de un determinado número de usuarios.

4.45 Grado de Exclusividad para el Abastecimiento de los mercados de cada tipo de usuario

- Se sugiere que el concesionario goce de exclusividad para atender los usuarios residenciales, comercios, pequeñas industrias y GNV en su zona de distribución;
- Permitir el “by-pass” comercial sólo para Consumidores Independientes, lo que implica que éstos siempre deberán abonar al Concesionario la respectiva tarifa de transporte incluida en el servicio integrado (“bundled”).
- En cuanto a la definición de Consumidor Independiente se sugiere mantener el piso de 1 MMPC del Reglamento de Distribución.
- En razón de que existen pocos grandes clientes, sería conveniente que éstos contraten directamente el gas, el transporte con el productor y el transportista del Gasoducto Principal, con la ventaja de acceder a precios promocionales de gas natural (Contratos Iniciales, en un símil con el proceso de concesión de Camisea). En el supuesto caso que la compra de gas natural y transporte la hiciera el Distribuidor para su reventa a estos usuarios, debería brindarse la posibilidad de que el Distribuidor devuelva al Productor y al Transportista del Gasoducto Principal la cantidad de gas natural y de transporte que contrate en forma directa el Consumidor Independiente.

Peaje por Uso de la Red

4.46 Los peajes de distribución (RRP y RRD) debieran estructurarse de la siguiente manera, conforme el tipo de mercado a abastecer:

- Mercado Regulado: con un peaje de uso de la infraestructura del concesionario, el cual estará incluido en la tarifa final del usuario regulado (Residenciales, Comercios y Pequeña Industria, GNV);

- Mercado Consumidor Independiente: con un peaje de utilización de la infraestructura del concesionario separado para los grandes clientes de la zona de concesión, los cuales podrán adquirir el gas natural y el transporte troncal (TTC) en forma directa sin la intermediación de la Distribuidora.

Interface con el Transporte Troncal desde Camisea (TTC)

4.47 Respecto a la Operación y Mantenimiento (O&M) de los RRP se propone que se evalúen las siguientes alternativas: (i) Pago de un servicio de O&M al Operador del TTC; (ii) O&M por el Concesionario de extensiones.

Extensiones y Expansiones de los Ramales y Redes

4.48 Se debe evaluar la conveniencia de incluir el Plan de Inversiones Obligatorias de Extensiones y Conexiones a Ramales y Red en el Pliego de licitación, en símil al proceso de licitación de Camisea. Dicho plan contendría, al menos:

- las capacidades mínimas de suministro en cada distrito, especificando los puntos de conexión con el gasoducto de Camisea;
- capacidades mínimas para el abastecimiento a los potenciales usuarios independientes;
- número de conexiones que en un determinado período de tiempo deben llevarse a cabo para conectar usuarios residenciales y comerciales.

4.49 Tratamiento Regulatorio y Financiamiento de las Expansiones y Extensiones - Para aquellas Extensiones y Expansiones que no estuvieron incluidas en el Plan de Inversiones Obligatorio y cuyo tratamiento pueda efectuarse en oportunidad de las revisiones tarifarias.

4.50 Expansiones aguas arriba de la conexión con el TTC (sobre el transporte de Camisea) – El ajuste en la tarifa de transporte desde Camisea según sea la cobertura del beneficio (y siempre que satisfaga la prefactibilidad económica) podrá ser:

- “Roll-in”, si beneficia a los usuarios de todas las regiones que se abastecen a través del TTC.
- Incremental, si los beneficios pueden asignarse a usuarios de la región solamente.

4.51 Expansiones y Extensiones en la zona de Concesión (AP y BP) - El ajuste en la tarifa de distribución debiera responder a criterios similares a los anteriores.

Tratamiento Regulatorio y Financiamiento de las Conexiones a la Red por los usuarios

4.52 En virtud de los bajos niveles de ingresos en las regiones y la consecuente dificultad para acceder al crédito en condiciones de costo razonable, se hace necesario:

- La inclusión de los costos de la acometida en la tarifa;

- El financiamiento de las conexiones internas y la inclusión de la misma en las facturas;
- Una tasa y plazo preferencial para el financiamiento de las conexiones.

Tarifas de Prestación del Servicio

4.53 Se propone aplicar el Régimen Tarifario de GNLC (*Gas Natural de Lima y Callao S.A.*) con algunas particularidades:

Tarifas para el Transporte Troncal hasta el Punto de Entrega (PE) al Distribuidor (punto de conexión con el Gasoducto Regional) - En el Informe de Prefactibilidad se evaluaron dos alternativas para el cómputo de las tarifas de transporte:

- Sin consideración a la distancia, definiendo una Tarifa Postal o “Stamp” para el Transporte TTC (ídem al Transporte Lima-Callao);
- Con reflejo del factor distancia en la Tarifa de Transporte (por zona).

4.54 La estructuración de la tarifa de transporte, atendiendo el factor distancia, tal como se indica en dicho Informe, refleja más adecuadamente los “drivers” de los costos de provisión del servicio y, en consecuencia, adolece de las ineficiencias que introduce un esquema de tarifas postales en transporte. Por empezar, se brindan los incentivos adecuados para la localización de la actividad productiva y por otro lado se satisfacen objetivos de desarrollo regional para las zonas próximas a las fuentes de abastecimiento, regiones que además presentan un índice de desarrollo socio-económico bajo, tal como se señalara oportunamente.

Tarifas de Distribución por AP (desde el PE Transporte Troncal de Camisea hasta el “city gate” distrital) en las Zonas de Distribución

4.55 Contemplar la definición de Subzonas dentro de la Zona Geográfica de Concesión del Servicio de Distribución, para aquellos casos donde la distancia desde el PE del Transporte Troncal hasta la estación distrital de la localidad es importante (por ejemplo, Región Ica-Pisco vs. Marcona; Regiones integradas Ayacucho-Junín: Ayacucho vs. Tarma, Región Cusco, Cusco Ciudad vs. Quillabamba). En este caso, se sugiere que el margen de distribución (AP) pueda estructurarse por “clusters” en las regiones por cuanto: (i) las localidades se agrupan en determinados puntos; (ii) existen distancias considerables en el recorrido de la traza sin que se registren consumos; (iii) algunas localidades están muy alejadas del centro de gravedad de la demanda del gasoducto;

Viabilidad Económica de la Concesión y Comparación de Alternativas

Las Tarifas Económicas y el Desarrollo Regional

4.56 Las comparaciones de alternativas de suministro a cada región deben considerar los costos económicos en todo el sistema (incluido el de las eventuales expansiones del transporte troncal). En ese sentido la metodología de cálculo tarifario

(según incluya o no el “driver” distancia) orienta la elección de las alternativas como se explicara más arriba:

- La Tarifa de Transporte por distancia en la troncal de Camisea favorecería las conexiones de los ramales al gasoducto principal con cercanía a la zona de producción (ramal Ayacucho-Tarma vs. Ramal Lurín-Tarma), en contraposición a la actual tarifa postal Malvinas-Lima/Callao;
- Y es importante que la elección de alternativas tenga en cuenta este aspecto, ya que las valoraciones económicas obtenidas en el Informe de Prefactibilidad sostienen esa postura.

4.57 Las zonas de Concesión de Distribución pueden admitir subzonas tarifarias, algo que se justifica por principios similares a los anteriores y para no castigar actividades y consumos potenciales en esos distritos:

- a) Existe una distancia significativa entre algunos de los centros de consumo abastecidos por el mismo ramal de AP que conecta el gasoducto troncal de Camisea con las localidades a abastecer.
- b) Los niveles de consumo de las localidades pueden tener una gravitación muy diferente en la estructura del consumo y por ende en la determinación de la tarifa.

En ambos casos, a) y b), un único margen de distribución para toda la zona de concesión geográfica puede resultar discriminatorio y desalentar innecesariamente el desarrollo regional. Por ejemplo, suministrar a la localidad de Ayacucho a través de la Alternativa 2 y determinar una tarifa por distancia por el ramal que abastece la región, significaría una tarifa bastante más baja para esa localidad y no sustancialmente diferente para Huancayo-Oroya-Tarma, ya que el centro gravitacional de la demanda es en estas últimas localidades.

4.58 Para eventuales esquemas de subsidio (o de ingreso garantizado) para apoyar el desarrollo regional. Debe tenerse en consideración que:

- Los consumos de las Regiones a lo largo de la ruta contribuirán a disminuir la Garantía del Gasoducto Principal Camisea-Lima; y en ese sentido significará un ahorro anticipado que pudiera destinarse a contemplar algún esquema de ingreso garantizado para algunas de las Distribuidoras.
- Las tarifas actuales de transporte (por el Gasoducto Troncal) superan las tarifas por distancia a las futuras zonas a ser abastecidas (hasta el punto de entrega a la zona de distribución) y en consecuencia constituyen un sobre costo para estas regiones, el cual debiera eliminarse. Si el Gobierno decidiera mantener la tarifa postal, cabría considerar un eventual subsidio en la tarifa final para que el usuario reciba el servicio a su costo económico.

- La capacidad de algunos de los gasoductos regionales debe superar el consumo agregado de las localidades a abastecer en la zona, a efectos de posibilitar en el futuro la extensión de ramales a localidades más alejadas. Este es el caso de Marcona, por ejemplo.

5

Estrategia para Convocar la Licitación

5.1 En este capítulo se procederá a formular la estrategia para convocar a la licitación de los sistemas de transporte y distribución de gas natural para las cuatro regiones seleccionadas utilizando las conclusiones y recomendaciones de los estudios presentados en los capítulos anteriores⁶¹.

5.2 Esta tarea empieza por la revisión de la demanda de gas natural de las grandes industrias, la cual deberá ser suficiente para alcanzar la cifra de facturación que la concesionaria ha de requerir para recuperar las inversiones en las canalizaciones de transporte y distribución de gas natural a los diferentes clientes de las ciudades consideradas, más los costos necesarios para operar eficientemente estos sistemas y para mantener una rentabilidad del negocio global del orden del 10%.

5.3 Las empresas interesadas, luego de revisar los estudios, podrán decidir las rutas más eficientes (incluidos costos de capital y de operación necesarios para un manejo adecuado de los impactos socio-ambientales) y fijar el calendario ajustado de ejecución, para preparar sus ofertas y participar en la licitación.

5.4 El primer paso para asegurar la economía de los proyectos de extensión de gasoductos es la verificación del consumo proyectado de gas natural de los grandes clientes industriales quienes, en la práctica, son los que generarán la demanda más importante, o sea el “ancla” de los proyectos estudiados. El siguiente paso será la reevaluación de las hipótesis de precio y costos usados en los cálculos económicos, y finalmente, la estimación del tipo de garantías y condiciones de ejecución y operación que serán ofrecidas como parte de la licitación.

Reevaluación de la Demanda de Gas Natural

5.5 En el caso de la Región Ica destaca entre los clientes industriales Aceros Arequipa, empresa que ha solicitado a Pluspetrol y TgP ser abastecida de gas natural lo antes posible, mediante un acuerdo provisional, desde las instalaciones de fraccionamiento de condensados del actual Proyecto Camisea situadas en Paracas,

⁶¹ En la redacción de este capítulo se han utilizado los cálculos realizados por ProInversión y la Banca de Inversión Latin Pacific Capital.

bastante cercanas a sus instalaciones. En general, el análisis efectuado demuestra que el abastecimiento a la Región Ica es, en todos los escenarios, un proyecto rentable.

5.6 En el caso de la Región Junín, si bien Doe Run y Calera Cut Off han confirmado su intención de comprar gas natural a muy corto plazo, el otro cliente industrial importante Cemento Andino tiene instalaciones de producción alimentadas por carbón, con el inconveniente de que el precio del carbón nacional es inferior al precio al cual se le podría abastecer con gas natural. En el análisis que efectuaron los consultores de R. Garcia e Intec/Arcan no se diferenciaron los precios del carbón nacional y del importado, asumiéndose para el caso base (que considera un precio de petróleo crudo WTI de 40 US\$/bbl) un costo promedio para el carbón de US\$3,50 a US\$3,70/MMBTU. La diferencia es sustancial puesto que Cemento Andino puede adquirir el carbón nacional a un precio de US\$2,91/MMBTU, mientras que el gas natural le llegaría a un precio estimado de US\$3,70/MMBTU asumiendo que el íntegro de la capacidad de producción de esta empresa se convierta a gas natural.

5.7 Una revisión de las tarifas de transporte y distribución con una demanda menor haría que el nuevo precio del gas natural en la puerta de las instalaciones del usuario se incremente hasta casi US\$5/MMBTU, nivel al cual el gas natural tampoco puede competir con el carbón importado cuyo precio es US\$4,26/MMBTU⁶². De la misma manera, conforme se evidencia en el cuadro siguiente, el gas natural con una menor demanda y un nuevo precio, tendría dificultades para competir con los energéticos alternos también en los mercados residencial, comercial y de pequeños industriales.

⁶² Precio del carbón molido y puesto en planta al 20 de Mayo de 2005 = US\$ 120 TM.

**Tabla 5.1: Precio Corregido del Gas Natural – Regiones Junín y Ayacucho
(en US\$/MMBTU)**

<i>Concepto</i>	<i>Industrias</i>	<i>Comercio y Peq. Industrias</i>	<i>Residencial</i>	<i>Precio Final al Industrial</i>
<u>Gas Natural</u>				
Costo en Boca de Pozo	1,00	1,00	1,00	
Transporte TGP	0,83	0,83	0,83	
RRP	2,87	2,87	2,87	
RRD	0,24	5,84	5,84	
<i>Precio llegada al usuario</i>	<i>4,94</i>	<i>10,54</i>	<i>10,54</i>	
Acometida		0,13	3,22	
Inst. Interna & Conversión		0,34	2,63	
- Doe Run	0,17			<i>5,11</i>
- Calera Cut Off	0,15			<i>5,09</i>
- Cemento Andino	0,13			<i>5,07</i>
<i>Precio Final al Consumidor</i>		<i>11,01</i>	<i>16,39</i>	
<u>Energías Alternativas</u>				
GLP	17,9	17,9-16,7	17,9-16,7	
Carbón Nacional	2,91	3,7-4,7		
Carbón Importado	4,26			
Diesel 2	15,1			
Residual	5,80	5,80		
Precios no incluyen IGV pero si el impuesto al Rodaje y el Selectivo al Consumo				
Precios al Consumidor vigentes al 17 de Julio 2005				
Precio del Crudo WTI US\$ 40/bbl y del carbón importado US\$ 120/TM molido y puesto en planta				

5.8 Cabe notar que en este cuadro el costo del gas natural en boca de pozo es US\$1,00/MMBTU, y la tarifa para el uso del gasoducto troncal de TgP de sólo US\$0,83/MMBTU. En la sección siguiente discutiremos la validez de estos cambios en los precios del gas natural y en las tarifas de transporte.

5.9 En el caso de Ayacucho, la ausencia de clientes industriales hace necesario que la concesión del gasoducto de esta región, de ser posible, se debe integrar a la licitación de concesión de otra región. La adopción de la ruta alternativa 2 para llegar al mercado de Junín, un precio de gas natural en boca de pozo de US\$1,00/MMBTU y el

cambio de regulación de las tarifas de transporte en los gasoductos troncales del principio “estampilla” al basado en la distancia, facilitarán licitar la construcción del sistema de distribución como parte de la licitación del abastecimiento de gas natural a Junín.

5.10 En el caso de la Región Cusco, actualmente la demanda del sector industrial es muy pequeña. En esta región es necesario revisar las hipótesis sobre la fecha a la cual estarán aseguradas las primeras demandas de gas natural provenientes de los siguientes proyectos industriales: conversión de la Planta de Nitratos de Cachimayo, Planta de Cemento y Central Termoeléctrica de Quillabamba, así como la cobertura de los sistemas de distribución de gas natural residencial; es decir, las primeras ciudades a servir y el número mínimo de conexiones a establecer en cada una de ellas. A diferencia de las otras regiones, el Cusco tiene el privilegio de recibir un canon gasífero muy significativo que continuará creciendo. Mientras que en Ica y Junín existen clientes industriales, en el Cusco es seguro que la demanda requerida para alcanzar la facturación mínima deberá ser garantizada con parte de los fondos del canon.

Tabla 5.2: Demanda de Gas Natural en la Región Cusco (en MMPCD)

<i>Usuarios</i>	<i>2007</i> <i>Año 2</i>	<i>2009</i> <i>Año 4</i>	<i>2010</i> <i>Año 5</i>	<i>2015</i> <i>Año 10</i>	<i>2020</i> <i>Año 15</i>	<i>2025</i> <i>Año 20</i>
<i>1. Demanda Total</i>	<i>14,49</i>	<i>15,76</i>	<i>16,45</i>	<i>26,33</i>	<i>31,23</i>	<i>35,42</i>
<i>1.1 Grandes Usuarios</i>	<i>14,26</i>	<i>15,23</i>	<i>15,74</i>	<i>24,30</i>	<i>28,74</i>	<i>32,45</i>
Cervesur	0,17	0,18	0,18	0,21	0,25	0,29
Hoteles	0,07	0,07	0,08	0,10	0,12	0,15
Cerámicas Kantu	0,03	0,04	0,04	0,04	0,05	0,06
Cachimayo	4,20	4,46	4,59	5,32	6,17	7,15
Planta de Cemento	1,60	1,70	1,75	2,03	2,35	2,72
Central Térmica	8,19	8,79	9,11	16,60	19,81	22,08
<i>1.2 Comercial y Peq. Industrias</i>	<i>0,11</i>	<i>0,26</i>	<i>0,39</i>	<i>1,50</i>	<i>1,82</i>	<i>2,20</i>
<i>1.3 Residencial</i>	<i>0,12</i>	<i>0,26</i>	<i>0,32</i>	<i>0,53</i>	<i>0,67</i>	<i>0,77</i>
<i>2. Numero de Usuarios</i>	<i>6 622</i>	<i>14 174</i>	<i>17 370</i>	<i>29 469</i>	<i>36 873</i>	<i>42 446</i>

Los precios del petróleo crudo a nivel internacional, del gas natural en Boca de Pozo y de los energéticos a sustituir

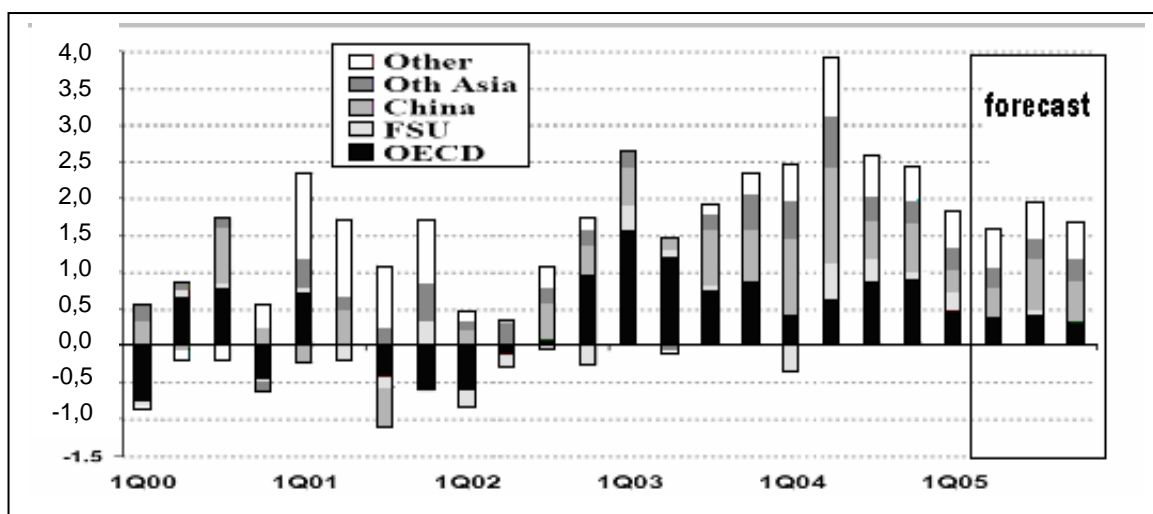
5.11 En lo que va del último año, la prensa ha estado recordando cotidianamente la rápida subida de los precios del petróleo en el mercado internacional. Los precios del crudo de referencia WTI en valor nominal han pasado la barrera de los US\$65/bbl. Sin embargo, si se elimina el efecto de la inflación, en dólares reales aún no han superado el pico histórico que se alcanzó en el período 1979-1980. Lo preocupante es que en ese entonces se tenía la certeza que pasada la crisis y con el regreso de Irán al

mercado se lograría reducirlos. Hoy en día no estamos seguros de que ello suceda y probablemente en el corto plazo los precios no van a disminuir.

5.12 A fin de analizar los precios del crudo es bueno examinar los fundamentos del mercado. Por el lado de la demanda resaltan tres hechos: primero, que las importaciones de China, India y otros países en desarrollo han aumentado por encima de las previsiones; segundo, que la eficiencia energética por falta de incentivos no ha aumentado, los precios en valores reales en los años '80 y '90 han disminuido ostensiblemente ; y en tercer lugar, la contribución de las energías de sustitución como el gas natural, la hidroelectricidad, el carbón o la energía nuclear se desarrolla lentamente y la demanda de petróleo todavía continua creciendo.

5.13 Si observamos lo acontecido del año 2000 a la fecha, vemos en el grafico 5.1 que a partir de fines del 2002, la aceleración del crecimiento económico - tanto en los países desarrollados como en aquellos en vías de desarrollo - ha provocado un aumento significativo de la demanda de petróleo. Es notable el pico del primer trimestre del 2004 cuando el consumo aumentó con respecto al primer trimestre del año anterior en 4 millones de barriles por día. En el gráfico también se puede observar el impresionante crecimiento de la demanda en China, el consumo en India y en otros países asiáticos y de los países en desarrollo.

Gráfico 5.1: Demanda Mundial de Petróleo (en MMPCD)



5.14 Los productos petroleros de mayor consumo son los destilados medios; es decir el diesel, el kerosén y el jet-fuel. Esta tendencia, que se observa en muchos países en desarrollo obedece a políticas de precios e impositivas que favorecen al diesel con respecto a otros combustibles notoriamente con respecto a las gasolinas. En el mercado internacional el diesel, sobretudo el de bajo contenido de azufre, ha aumentado de precio más rápidamente que el crudo y que los otros productos. Aun más, el diferencial entre el precio de los crudos livianos y los pesados ha aumentado considerablemente al igual que

los márgenes de refinación, que por muchos años se han mantenido en valores muy bajos. En los momentos actuales, se están dando mejores condiciones para ejecutar inversiones que aquellas existentes tiempo atrás y por las cuales se postergó la ejecución de ampliaciones y modernizaciones en las refinerías.

5.15 Otro cambio notable es el avance de la tecnología. Como otras industrias, la industria del petróleo se ha beneficiado de los progresos en computación, tratamiento de datos, nuevos materiales, etc. Al punto que hoy es posible perforar a menor costo y con mayor precisión y extraer un porcentaje mayor de las reservas “in situ”. La industria ha podido acceder a zonas marinas más profundas y operar en entornos frágiles disminuyendo significativamente su impacto sobre el ambiente. Sin embargo, en la última década, los descubrimientos no han logrado compensar la extracción de las reservas de petróleo convencional. El aporte de los nuevos países productores fuera de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), descontando la declinación de la producción en muchos países, no compensa el aumento de la demanda mundial. Algunos expertos consideran que se está llegando al pico de producción del petróleo convencional y en el futuro no hay más remedio que producir petróleo no convencional, licuar el gas o producir bio-combustibles, lo que demandará mayores inversiones.

5.16 En esta década, si bien la tecnología ha mejorado, el riesgo político parece haber aumentado. Sin entrar a la discusión de las causas socio-políticas, basta con observar el número de países que con importantes reservas (Irak, Venezuela, Indonesia, Bolivia, Ecuador, etc.), producen por debajo de su potencial. En razón de los riesgos políticos, las inversiones que podrían movilizar nuevas reservas e incrementar la producción no están teniendo lugar y las empresas que las realizan demandan mayores tasas de rentabilidad.

5.17 Si los problemas para aumentar la producción y la eficiencia energética persisten, el balance al año 2010, respetando las tendencias observadas nos muestra que la dependencia al cartel de la OPEP continuará aumentando. En un mercado de cerca de 90 millones de barriles por día, una capacidad de reserva de 1 a 2 millones es insuficiente. De ahí que las condiciones de alta volatilidad en los precios persisten y seguirán impactando la economía de los proyectos del sector. Los mercados a futuro confirman que los agentes han interiorizado esta situación y las cotizaciones para los próximos 24 meses han comenzado a ser más altas que el precio actual del barril. La situación de “contango” que se observa partir de Junio 2005 es posible que continúe por algún tiempo.

Tabla 5.3: Oferta y Demanda de Petróleo (en Millones Barriles / Día)

<i>Productores y Consumidores</i>	<i>2000</i>	<i>2004</i>	<i>2005</i>	<i>2007</i>	<i>2010</i>	<i>2000-04</i>	<i>2004-10</i>
						<i>%/año</i>	<i>%/año</i>
OECD	44,1	45,6	46,2	46,9	48,0	0,9	0,8
FSU	3,6	3,8	3,9	4,1	4,3	1,7	2,0
China	4,5	6,4	7,0	7,9	9,1	9,2	6,0
Otros	24,5	26,8	27,5	29,0	31,3	2,3	2,4
<i>Demanda Total</i>	<i>76,7</i>	<i>82,7</i>	<i>84,6</i>	<i>87,8</i>	<i>92,7</i>	<i>1,9</i>	<i>1,9</i>
OECD	18,3	17,2	17,0	17,4	17,2	-1,1	0,0
FSU	7,9	11,1	11,6	12,9	14,0	3,2	2,9
Otros	22,5	25,0	25,9	27,2	29,1	2,5	4,1
OPEC Crudo	28,0	19,1	30,2	30,4	32,5	1,1	3,4
<i>Oferta Total</i>	<i>76,7</i>	<i>82,4</i>	<i>84,7</i>	<i>87,9</i>	<i>92,8</i>	<i>5,7</i>	<i>10,4</i>
Capacidad de OPEC	31,0	30,9	31,6	33,7	35,4	-0,2	4,5
Capacidad de Reserva	3,1	1,8	1,4	3,3	2,9	-1,3	1,1

5.18 Si bien, se considera que de aquí hasta el año 2010 es difícil que ocurran cambios sustanciales, es posible que para después de *esa* fecha se pueda aumentar la producción y/o disminuir el consumo. Ambas acciones son compatibles y responden al incentivo de los precios altos. Sin embargo, los precios solos no son suficientes. En el caso de la producción se tiene que reducir el riesgo político y en el caso de la demanda es necesario que se den políticas más radicales de conservación. Una de las buenas noticias de la última cumbre del Grupo de Ocho es el reconocimiento de la Administración del Presidente Bush del serio problema que representa el calentamiento del planeta, reconocimiento que no tendrá mayor impacto si es que no viene acompañado de un ajuste gradual a nivel de la demanda de combustibles fósiles; ajuste que probablemente permita un aumento sostenido del precio del gas natural

5.19 Del lado de la demanda energética hay que reconocer que las diferencias en los hábitos de consumo son flagrantes y que sólo los precios no los van a cambiar, evidenciando una demanda más o menos elástica. Hoy en día, el mayor gasto mensual de un propietario de un vehículo de tracción en las 4 ruedas - un Ford Explorer o un Chevrolet Tahoe - que circula un promedio de 1 500 kilómetros/mes – con respecto al propietario de un automóvil Honda, es de US\$17,50. Para el americano promedio la diferencia no es suficiente para cambiar su apetito de potencia ni para disuadirlo que opte por un modelo de vehículo más económico en su próxima compra. La diferencia entre el consumo de un americano y un chino promedio es de diez a uno. También es muy preocupante que la falta de modelos de desarrollo de bajo contenido energético, origine

que la demanda de petróleo de la China y de otros países en desarrollo corra el riesgo inexorable de seguir incrementándose.

5.20 Este escenario de precio del petróleo en el mercado internacional obliga a reevaluar las hipótesis bajo las cuales se han planteado los precios de los combustibles de sustitución y los precios del gas natural en el mercado y en boca de pozo.

5.21 Con respecto a los combustibles de sustitución es bueno precisar que el Perú es el país en toda la región sudamericana que ha mantenido una política de precios evitando los subsidios. El impacto del alza de los precios del crudo y de los productos a nivel internacional ha sido casi enteramente transmitido a los consumidores; solamente se han producido reducciones en el Impuesto Selectivo al Consumo con el objeto de amortiguar las alzas. Así por ejemplo, el diesel en el Perú estaba en el mes de Abril 2005 entre los más caros en la región:

Tabla 5.4: Precio del Diesel (en US\$/galón – Abril 2005)

<i>País</i>	<i>Precio</i>
Venezuela	0,11
Ecuador	1,00
Colombia	1,55
Bolivia	1,75
Argentina	1,85
Paraguay	2,00
Brasil	2,50
Chile	2,65
Uruguay	2,80
Perú	3.00

5.22 Esta situación facilita la introducción del gas natural y en cierta medida compensa el tamaño pequeño de los mercados en las regiones consideradas. Más aún, como parte de los acuerdos contractuales firmados en diciembre del 2004 para el desarrollo de los yacimientos de San Martín y Cashiriari, el Consorcio liderado por Pluspetrol aceptó considerar un precio de US\$1,0/MMBTU para el gas natural en boca de pozo para los consumidores de la Región Cusco, precio que debería ajustarse con la misma fórmula que se aplica al precio del gas natural para el resto del país⁶³. Para

⁶³ $Pt = Pa \times \text{Factor de ajuste}$. Donde:

$\text{Factor de ajuste} = (0,5 * F01j / FO1a + 0,25 * FO2j / FO2a + 0,25 * FO3j / FO3a)$.

incentivar el proceso de industrialización y de descentralización, ProInversión ha estado negociando con el Consorcio productor el mantener este precio para toda la producción vendida en los mercados regionales.

5.23 En relación a los combustibles que pueden usarse en las centrales térmicas, la perspectiva de precios de los productos refinados en alza a mantenerse por el resto de esta década, hace que el gas natural vaya adquiriendo una mejor valorización. A ello hay que sumarle sus ventajas en términos de menores emisiones de gases de efecto invernadero.

La ruta de los gasoductos, impactos ambientales, Costos de Capital y de Operación

5.24 Es bueno precisar que las rutas descritas en el capítulo 2 son de carácter indicativo y que han sido elaborados con dos propósitos esenciales: (i) verificar la prefactibilidad técnica e identificar la complejidad de los impactos ambientales y sociales que podrían surgir, y (ii) estimar las inversiones y los costos de operación con un grado de precisión aceptable⁶⁴ para poder llevar adelante el análisis económico financiero de los proyectos.

5.25 En ese sentido los costos de capital y de operación retenidos son los que aparecen en el cuadro siguiente:

Pt =Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción reajustado, aplicable para el nuevo año calendario.

Pa =Precio Realizado máximo en el Punto de la Fiscalización de la Producción a la Fecha de Suscripción.

FO1= Fuel Oil N° 6 US Gulf Coast Waterbone (1% de azufre)

FO2= Fuel Oil N° 6 Rotterdam (1% de azufre)

FO3 = Fuel Oil N° 6 New York (3% de azufre)

FO1j, FO2j y FO3j son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el “Platt's Oilgram Price Report”, para los cuatro (4) años calendario anteriores al nuevo año calendario.

FO1a, FO2a y FO3a son los promedios aritméticos del precio del Fuel Oil respectivo, tomado diariamente de los precios publicados en el “Platt's Oilgram Price Report”, para el período de ciento veinte (120) meses anteriores al mes de la Fecha de Suscripción.

En los casos en que el factor de ajuste resulte menor de uno (1) se considerará que el factor de ajuste es igual a uno (1).

⁶⁴ Del orden del 20 % más o menos.

Tabla 5.5: CAPEX Y OPEX del Sistema de Transporte y Distribución de Gas Natural a las Regiones de Ica (sin incluir Marcona), Ayacucho y Junín (Alternativa 2)

<i>Costo</i>	<i>Importe US\$ MM</i>	<i>Cuadro de Referencia</i>
Red de Transporte (RPP)	92,7	2.14
Red media Presión	12,2	2.17
Red Baja Presión	49,4	2.19
Sistemas Interiores & Conversiones	39,3	2.21
Total CAPEX ^a	193,6	
<i>US\$ MM/año</i>		
Costo de Operación	9,7	2.29

^a No incluye requerimientos de Capital de Trabajo (ver sección 2.3.1.4)

Tabla 5.6: CAPEX y OPEX del Sistema de Transporte y Distribución de gas a la Región Cusco (Sin incluir extensión a Combapata)

<i>Costo</i>	<i>Importe US\$ MM</i>	<i>Cuadro de Referencia</i>
Red de Transporte (RPP)	89,0	2.15
Red media Presión	3,7	2.18
Red Baja Presión	28,6	2.20
Sistemas Interiores & Conversiones	10,9	2.22
Total CAPEX ^a	132,2	
<i>US\$ MM/año</i>		
Costo de Operación	4,1	2.32

^a No incluye requerimientos de Capital de Trabajo (ver sección 2.3.1.4)

5.26 Corresponderá al concesionario el definir en base a estudios más detallados y a evaluaciones de impacto ambiental y social mucho más detalladas la ruta final. El concesionario estará encargado de asegurarse que la ruta que escoja finalmente sea aquella que le permita operar más eficientemente y al menor costo.

Adecuación de las Regulaciones Aplicables al Transporte y Distribución de Gas Natural

5.27 La primera adecuación a considerar se refiere a la integración vertical. La búsqueda de la competencia y una mejor supervisión de los costos en un sistema de transporte y distribución de gas natural, al igual que en un sistema eléctrico apuntan a prohibir la integración vertical, obligando a que en cada etapa de la cadena de abastecimiento intervengan empresas diferentes. Este principio, que está plasmado en la mayoría de marcos reglamentarios para estas actividades, debe ser adecuado considerando el tamaño que tienen los negocios que estamos planteando. Es muy posible que no se logre contar con empresas calificadas para sistemas muy pequeños como los de Ayacucho o inclusive Ica aisladamente, puesto que estas empresas tienen costos de administración que no pueden ser cubiertos si no toman parte en proyectos de una cierta dimensión. De ahí que se propone integrar los sistemas de transporte y distribución en el caso de los gasoductos planteados: de Humay a Ica, de Ayacucho a Tarma y de Kepashiato a Cusco.

5.28 Una segunda adecuación importante es el cambio del sistema tarifario para el gasoducto troncal que opera TgP. El actual sistema estampilla, según el cual todos los usuarios de una línea - sea cual sea el punto desde el cual toman el gas natural - pagan la misma tarifa, debe ser modificado por uno que se base en el concepto de pago por distancia, es decir, que los usuarios que se encuentren cerca del yacimiento pagarían una suma menor a aquella que les corresponda a los que encuentran a mayor distancia. Siendo Lima el punto Terminal del gasoducto de TgP, mantener el sistema estampilla equivaldría a generar subsidios de parte de las regiones más cercanas al yacimiento en favor de esta metropoli; lo cual es justamente contrario a toda la lógica económica y por supuesto, contrario a la política de descentralización que el gobierno está llevando adelante.

5.29 En relación a esta segunda adecuación, ProInversión ha iniciado en lo que va del año 2005 una negociación con TgP para asegurar que el flujo de caja de esta empresa así como los costos adicionales que genere el mercado regional sean tomados en cuenta. Igualmente, ProInversión ha iniciado ante OSINERG, ente regulador gubernamental del sector, el trámite para obtener el cambio respectivo en la regulación de las tarifas aplicables al transporte de gas natural. Pareciera que para facilitar justamente el cálculo de las tarifas se estará adoptando un sistema que considere varia zonas:

- (i) un primer tramo, del inicio del gasoducto al km 126 aplicable al gasoducto que serviría a la región del Cusco con una tarifa de US\$0,40/MMBTU,
- (ii) un segundo tramo del km 126 al km 521 aplicable a las regiones de Ica, Junín y Ayacucho con una tarifa de US\$0,83/MMBTU y
- (iii) finalmente un tercer tramo aplicable al resto de consumidores en la costa del Pacífico, incluido Lima de US\$1,18/MMBTU.

El Primer Sistema a Licitar: Regiones Ica + Junín + Ayacucho

5.30 Dadas las incertidumbres explicadas en el caso de los clientes industriales del gasoducto que serviría la región de la Sierra Central (La Oroya y Tarma), parece conveniente proponer que se proceda a ofertar a un solo concesionario la construcción y operación de los servicios de abastecimiento de gas natural a las regiones de Ica, Ayacucho y Junín, con el propósito de crear un negocio que tenga una rentabilidad asegurada, en el cual el riesgo que pueda existir - en relación al mayor o menor consumo de gas natural para sustituir al carbón - se compense con la seguridad de los clientes industriales de la Región Ica.

5.31 Este negocio tendría que tener una sola tarifa de transporte de gas natural aplicable a toda la concesión, pero con tarifas de distribución que diferencien a las distintas categorías de usuarios. De esta manera el negocio lograría alcanzar una cifra de ventas iniciales estimada en US\$7,6 MM, la cual aumentaría en US\$36 MM, en los cinco primeros años - sobretodo si se materializan nuevos proyectos industriales; con lo cual la inversión estimada en cerca de US\$200 millones requerirá para ser recuperada de unos 8 años

5.32 Para las Regiones Ica, Junín y Ayacucho, los resultados de estas decisiones permitirían alcanzar las siguientes comparaciones entre los precios del gas natural y de las energías alternativas a nivel del consumidor, tal como aparecen en los cuadros siguientes:

Tabla 5.7: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Ica (en US\$/MMBTU)

<i>Energéticos</i>	<i>Precios por Sector Consumidor^a</i>			
	<i>Industrial</i>	<i>Comercio y Pequeñas Industrias</i>	<i>Residencial</i>	<i>Sector Eléctrico</i>
GAS NATURAL				
- Costo en Boca de Pozo	1,00	1,00	1,00	1,00
- Transporte TGP	0,83	0,83	0,83	0,89 ^b
- RRP	1,35	1,35	1,35	0,13
- RRD	<u>0,19</u>	<u>1,47</u>	<u>5,65</u>	<u>0,00</u>
Precio llegada al usuario	3,37	4,65	8,83	2,02
Acometida		0,19	3,22	
Inst. Interna & Conversión	<u>0,08</u>	<u>0,51</u>	<u>2,63</u>	
Precio Final al Consumidor	3,45	5,34	14,69	2,02
ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS				
GLP		16,70	16,70	
Kerosén	14,50		14,50	
Carbón Importado	4,70			
Diesel 2	15,10			
Residual	5,80	5,80		
Electricidad			29,20	

^a Precio al consumidor con un crudo de referencia de US\$ 40/bbl incluidos los impuestos excepto el IGV

^b La central propuesta se encuentra más cercana a Lima por lo cual se asume una tarifa de uso del gasoducto troncal TgP de US\$ 0,89/MMBTU.

Tabla 5.8: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Regiones Junín y Ayacucho (en US\$/MMBTU)

<i>Energéticos</i>	<i>Precios por Sector Consumidor^a</i>			<i>Precio Final al Industrial</i>
	<i>Industrial</i>	<i>Comercio y Pequeñas Industrias</i>	<i>Residencial</i>	
GAS NATURAL				
- Costo en Boca de Pozo	1,00	1,00	1,00	
- Transporte TGP	0,83	0,83	0,83	
- RRP	1,35	1,35	1,35	
- RRD	0,51	2,01	5,65	
Precio llegada al usuario	<u>3,69</u>	<u>5,18</u>	<u>8,83</u>	
Acometida		0,13	3,22	
Inst. Interna & Conversión		<u>0,34</u>	<u>2,63</u>	
> Doe Run	0,17			3,86
> Calera Cut Off	0,15			3,84
> Cemento Andino	0,13			3,82
Precio Final al Consumidor		5,65	14,69	
ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS				
GLP	17,90	17.9/16.7	17.9/16.7	
Carbón Nacional	2,91	3.7/4.7		
Carbón Importado	4,26			
Diesel 2	151			
Residual	5,80	5.80		

^a Precios no incluyen IGV pero si el impuesto al Rodaje y el Selectivo al Consumo.

Precios al Consumidor vigentes el 17 de Julio 2005.

Precio del Crudo WTI US\$ 40/bbl y del carbón importado US\$ 120 /TM molido y puesto en planta.

5.33 Las tarifas para el transporte y la distribución al interior de esta concesión deberán igualmente adaptarse al principio de tarifa por distancia, de manera lograr captar un máximo de clientes en la Región Ayacucho.

5.34 Una última observación con respecto a esta concesión sería el considerar - en caso de un avance muy rápido del proyecto de gasoducto de Pisco a Tocopilla - que la línea fuera dimensionada teniendo en cuenta los mercados del Sur del país y aquellos a servir en el Norte de Chile.

5.35 La convocatoria a la licitación de los servicios de concesión de la distribución y el transporte de gas natural a estas regiones podría ser puesta en marcha inmediatamente, incluyéndose para tal fin, entre otras, las condiciones siguientes:

- Para participar, los Postores deberán contar con un Operador con experiencia en sistemas de distribución de gas natural. Para ello se deberán establecer criterios de precalificación técnicos y financieros tales como:
 - Criterios Técnicos: Número de usuarios residenciales que el postor actualmente atiende.
 - Criterios Financieros: Niveles de activos y patrimonio.
- El Operador precalificado deberá mantener no menos del 25% de la sociedad concesionaria por un plazo mínimo de diez años.
- El plazo de la concesión es de 30 años, renovable según leyes aplicables. El plazo de ejecución de las obras y equipamiento de los gasoductos regionales hasta los puntos de entrada a cada ciudad (“city gates”) para la concesión que cubre las regiones Ica - Ayacucho – Junín será de un máximo dos años. Los plazos se cuentan a partir de la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental o seis meses de la fecha de cierre, lo que ocurra primero.
- Entre las obligaciones del concesionario estarán:
 - El cumplir con el plan de expansión del servicio a un determinado número de clientes residenciales exigido en las Bases (alrededor de 38% de penetración en las ciudades servidas).
 - A los tres años de la puesta en operación comercial, presentar un plan de conexión de otras ciudades (por definir antes de la licitación), ubicadas dentro del área de concesión.
 - Operación y mantenimiento del sistema, según las normas técnicas y de calidad fijadas en la regulación y en el contrato.
- Otras obligaciones:
 - Retribución al regulador, de acuerdo a las leyes aplicables.

- Establecer una empresa domiciliada en el Perú, con un capital mínimo de US\$10 millones por concesión.
- Entre los derechos del concesionario estarán:
 - La explotación del servicio de distribución para clientes residenciales, comerciales y grandes usuarios.
 - La concesión de distribución será otorgada en exclusividad en el área de concesión.
 - Capacidad de participar en futuras concesiones.
- Entre las garantías a ser fijadas antes de la licitación figurarán:
 - De validéz, vigencia y cumplimiento de la oferta económica.
 - De reconsideración y apelación de precalificación.
 - De impugnación a la Adjudicación.
 - De fiel cumplimiento de los contratos de transporte y distribución.

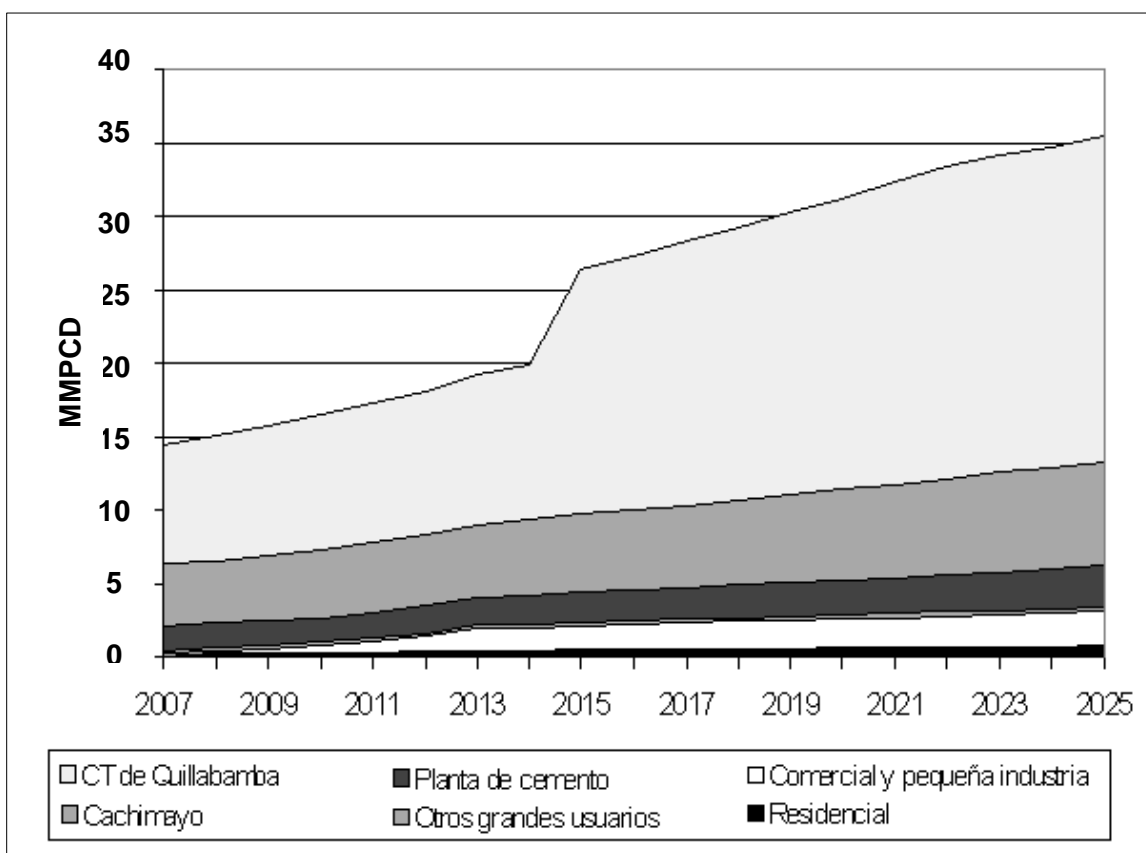
5.36 El criterio que está predominado para la adjudicación sería al que ofrece las tarifas más económicas de transporte en los gasoductos regionales.

Segundo Sistema a Licitar: Región Cusco

5.37 Si bien en el Cusco no existen clientes industriales fácilmente convertibles a gas natural, esta región va a continuar recibiendo sumas muy significativas por el canon gasífero debido a que es la región productora de este recurso. La ley del canon gasífero estipula que la Región Cusco recibirá el 50% de las regalías e impuesto a la renta que paguen los operadores de los yacimientos de gas natural que se encuentran dentro de esta región. Al respecto, durante los doce primeros meses de operación, el Proyecto Camisea en su dimensión inicial, es decir, sólo sirviendo al mercado de la ciudad de Lima, ha generado por derecho del Canon para la Región Cusco aproximadamente US\$70 millones, cifra que se irá incrementando en la medida que los precios del gas natural y de los condensados aumente y/o que se logre incrementar los volúmenes de producción, sea mediante las ventas en el interior del país o sea por ventas de exportación de LGN a los mercados de México y California o por gasoducto al Norte de Chile.

5.38 Sin embargo, es bueno anotar que el Canon es distribuido entre el Gobierno Regional (20%), la Universidad San Antonio de Abad del Cusco (5%), y la mayor parte entre las municipalidades de las provincias y distritos, especialmente de aquellas donde se encuentra el recurso. Por consiguiente toda decisión de utilizar el Canon para subsidiar o garantizar la construcción del gasoducto al Cusco debe tener cuenta de esta distribución.

5.39 Tal cual indicamos, la demanda actual del Cusco no incluye grandes industrias quedando por lo tanto, restringida a los sectores residencial e industrial (medianas y pequeñas), así como al sector comercial (turismo).

Grafico 5.2: Distribución de la Demanda por Usuario en la Región Cusco

5.40 Casi, la integridad de la demanda mostrada en el gráfico anterior corresponde a proyectos como la Central de Generación Termoeléctrica de Quillabamba, la Planta de cemento y la fábrica de Cachimayo luego de su conversión de electricidad a gas natural.

5.41 Por otro lado, las inversiones para transportar el gas natural hasta Quillabamba y Cusco son significativas pudiendo alcanzar, si se incluyen el capital de trabajo y los costos de capital, los US\$150 millones. Esto basado en una concesión de transporte que comprende la construcción de gasoductos de alta presión en dos ramales:

- Ramal de 10": de 232,8 km desde Kepashiato hasta Cusco.
- Ramal de 6": de 37,5 km desde Quelloundo hasta Quillabamba.

5.42 A fin de evaluar las posibilidades de penetración del gas natural en los distintos mercados de esta región, se considera conveniente diferenciar el caso del sector eléctrico, habida cuenta que la Central de Quillabamba deberá entregar casi la totalidad de su producción al sistema integrado, el precio del gas natural que le permitiría despachar deberá ser igual o inferior al precio del gas natural pagado por las centrales

térmicas en Lima; o sea del orden de US\$2,00/MMBTU. Si el gas natural en boca de pozo tiene el precio de US\$1,00/MMBTU y el transporte en la troncal TgP cuesta US\$0,40/MMBTU, para abastecer a la CT de Quillabamba, se tiene que considerar una tarifa de distribución regional de US\$0,60/MMBTU.

5.43 Esto tendrá implicancias en las tarifas de transporte puesto que los usuarios no eléctricos deben igualmente tener incentivos para convertirse a gas natural; el precio final del gas natural (incluyendo costos de instalaciones internas y conversión) no debe ser mayor al precio de las energías alternas:

- US\$5,80/MMBTU para grandes usuarios;
- US\$5,80/MMBTU para usuarios comerciales y pequeños industriales;
- US\$15,20/MMBTU para usuarios residenciales⁶⁵.

5.44 Sin embargo, como se muestra en el cuadro siguiente, el precio del gas natural al consumidor (incluyendo costos de acometidas y de instalación interna y conversión) está por encima de los precios de los combustibles alternativos. La influencia del alto valor al cual resultaría la tarifa de transporte en el gasoducto regional para los otros consumidores hace problemática la masiva penetración del gas natural.

⁶⁵ Considerando una reducción de los impuestos en el precio del GLP debido a las presiones que resultan del precio subsidiado del gas natural en Bolivia y el paso a una valoración del producto en paridad exportación.

Tabla 5.9: Comparación entre el Precio del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Cusco (en US\$/MMBTU)

<i>Energético</i>	<i>Precios por Sector Consumidor^a</i>			
	<i>Grandes Usuarios</i>	<i>Comercio y Peq. Industria</i>	<i>Residencial</i>	<i>Central Térmica</i>
Gas Natural				
- Costo gas en boca de pozo	1,00	1,00	1,00	1,00
- Transporte TGP	0,40	0,40	0,40	0,40
- Tarifa Distribución	4,37	10,07	10,07	0,60
Precio de llegada al usuario	5,77	11,47	11,47	2,00
Acometida		<u>0,19</u>	<u>3,49</u>	
Tarifa + Acometida		11,66	14,96	2,00
Inst. Interna y Conversión		<u>0,32</u>	<u>2,01</u>	
Precio al Consumidor		11,97	16,97	2,00
ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS				
GLP	15,20	15,20	15,20	
Diesel 2	15,10			
Residual	5,80	5,80		

^a Precio no incluye IGV, Incluye ISC donde corresponde. Precio implícito del crudo – US\$ 40/bbl WTI

5.45 Como los otros consumidores no pueden asumir el íntegro del subsidio que se necesita para el sistema – aun si se cuenta con la demanda de la termoeléctrica, de la planta de cemento y Cachimayo – es necesario establecer cual sería el subsidio que provendría de otra fuente, a la ocurrencia del Canon gasífero.

5.46 Una estimación de la facturación necesaria promedio anual de un concesionario, que se encargue de construir este sistema, operarlo eficientemente y obtener una rentabilidad del 10%, es del orden de los US\$20,12 millones. Con esta garantía, tal cual se muestra en el cuadro adjunto, el gas natural no tendría problema para competir con las energías alternas.

5.47 Es importante destacar que actualmente la probable facturación de gas natural en la Región Cusco, sin los tres proyectos industriales mencionados, apenas alcanzaría a US\$1 millón. Por lo que la concretización de estos tres proyectos es muy importante.

Tabla 5.10: Comparación entre el Precio Subsidiado del Gas Natural y el Precio de los Energéticos Sustitutos - Región Cusco (en US\$/MMBTU)

<i>Energético</i>	<i>Precios por Sector Consumidor^a</i>			
	<i>Grandes Usuarios</i>	<i>Comercio y Peq. Industria</i>	<i>Residencial</i>	<i>Central Térmica</i>
Gas Natural				
- Costo gas en boca de pozo	1,00	1,00	1,00	1,00
- Transporte TGP	0,40	0,40	0,40	0,40
- Tarifa Distribución	<u>3,30</u>	<u>7,60</u>	<u>7,10</u>	<u>0,60</u>
Precio de llegada al usuario	4,70	9,00	8,50	2,00
Acometida		<u>0,19</u>	<u>3,49</u>	
Tarifa + Acometida		9,19	11,99	2,00
Inst. Interna y Conversión		<u>0,32</u>	<u>2,01</u>	
Precio al Consumidor		9,51	14,00	2,00
ENERGÉTICOS ALTERNATIVOS				
GLP	15,20	15,20	15,20	
Diesel 2	15,10			
Residual	5,80	5,80		

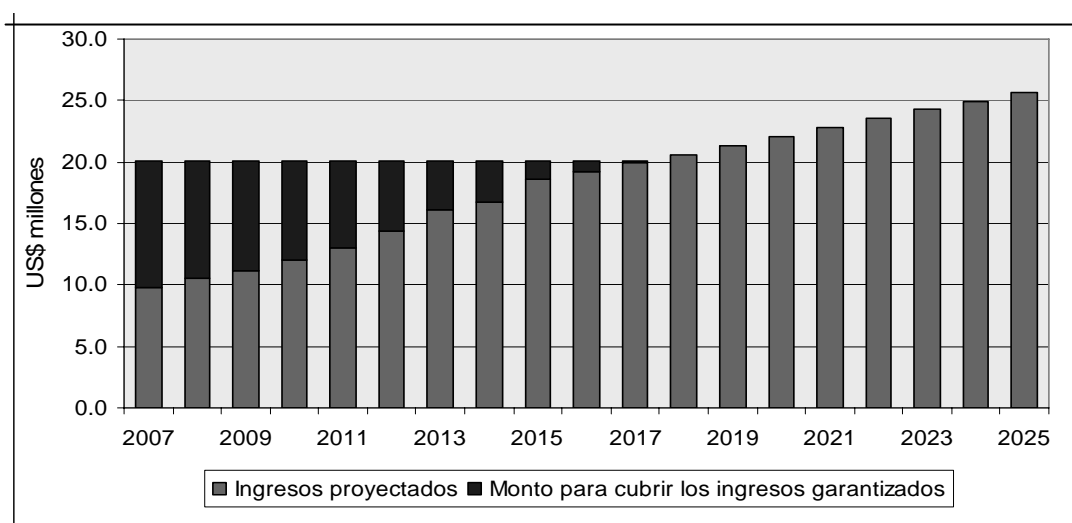
^aNo incluye IGV

Incluye ISC donde corresponde

Precio implícito del crudo – US\$ 40/BBL WTI

5.48 De contarse con estos tres proyectos en un horizonte al 2017, es decir, en el supuesto que se logren contratos a firme para los 3 proyectos en los próximos meses y se mantenga una política de promoción del uso del gas natural en la región, se podría tener un escenario en el cual el monto del subsidio efectivo por aportarse, gracias a la garantía de la demanda mínima, disminuya en el año 2017 a aproximadamente US\$10 millones con la expectativa de que estos pagos – que de una u otra manera tendrían que ser garantizados por el Canon – disminuyan paulatinamente como se muestra en el gráfico siguiente:

Grafico 5.3: Proyección de los Montos Garantizados por el Canon para el Gasoducto de la Región Cusco, Periodo 2007 - 2025



5.49 Si se cumple la demanda proyectada, el monto para cubrir los ingresos garantizados sería de US\$10,3 millones en 2007 y disminuiría a medida que la demanda vaya creciendo hasta extinguirse en el año 2017. El monto de la garantía dependerá de la evolución de la demanda de gas natural, sobretodo de que se incremente la utilización de gas natural (especialmente en proyectos industriales).

5.50 Considerando el escenario optimista de la demanda, si deseamos estimar en valor presente el costo del subsidio, en estas condiciones y a una tasa de descuento de 10%, llegaríamos a una cifra de solo US\$38,0 millones. La cual comparada al valor del canon resulta manejable, máxime si el mismo canon aumentara conforme se incremente el consumo de gas natural debido a la realización de este mismo proyecto.

5.51 Un cálculo del canon gasífero a diferentes niveles de precio y con hipótesis de producción limitadas al mercado interno, muestra que a Valor Presente el Canon de la región es muy apreciable y que con respecto al subsidio requerido, no equivale a más del 3,3 %, con un escenario de precios del petróleo muy conservador.

Tabla 5.11: Subsidio al Precio del Gas Natural en la Región Cusco, Según Precio del Crudo

<i>Precio WTI del Crudo (US\$/bbl)</i>	<i>VPN Canon (US\$ MM)</i>	<i>Subsidio al Gasoducto (%)</i>
30	1 150	3,3
40	1 447	2,6
50	1 745	2,2
60	2 040	1,9

5.52 Si bien, con respecto del total de canon, la Garantía para el gasoducto es una fracción mínima (tolerable), antes de licitar el gasoducto, es muy recomendable asegurarse de la ejecución de la Central Térmica, la conversión de la Planta de Nitratos de Cachimayo y la Planta de Cemento.

5.53 La convocatoria a la licitación de los servicios de concesión de la distribución y el transporte de gas natural a la Región Cusco podría esperar unos meses y desarrollarse en las mismas condiciones de BOOT⁶⁶ que aquellas señaladas para la primera licitación; es decir:

- Para participar, los Postores deberán contar con un Operador con experiencia en sistemas de distribución de gas natural. Para ello se deberán establecer criterios de precalificación técnicos y financieros tales como:
 - Criterios Técnicos: Número de usuarios residenciales que el postor actualmente atiende.
 - Criterios Financieros: Niveles de activos y patrimonio.
- El Operador precalificado deberá mantener no menos del 25% de la sociedad concesionaria por un plazo mínimo de diez años.
- El plazo de la concesión es de 30 años, renovable según leyes aplicables. El Plazo de ejecución de las obras y equipamiento de los gasoductos regionales hasta los puntos de entrada a cada ciudad (“city gates”) para la concesión que cubre la Región Cusco será de un año. Los plazos se cuentan a partir de la aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental o seis meses a partir de la fecha de cierre, lo que ocurra primero.
- Entre las obligaciones del concesionario estarán:
 - El cumplir con el plan de expansión del servicio a un determinado número de clientes residenciales exigido en las Bases (alrededor de 38% de penetración en las ciudades servidas).
 - A los tres años de la puesta en operación comercial, presentar un plan de conexión de otras ciudades (por definir antes de la licitación), ubicadas en el área de concesión.
 - Operación y mantenimiento del sistema, según las normas técnicas y de calidad fijadas en la regulación y en el contrato.
- Otras obligaciones:
 - Retribución al regulador, de acuerdo a las leyes aplicables.

⁶⁶ Build, Own, Operate and Transfer.

- Establecer una empresa domiciliada en el Perú, con un capital mínimo de US\$10 millones por concesión.
- Entre los derechos del concesionario estarán:
 - La explotación del servicio de distribución para clientes residenciales, comerciales y grandes usuarios.
 - La concesión de distribución será otorgada en exclusividad en el área de concesión.
 - Capacidad de participar en futuras concesiones.
- Entre las garantías a ser fijadas antes de la licitación figurarán:
 - De validez, vigencia y cumplimiento de la oferta económica.
 - De reconsideración y apelación de precalificación.
 - De impugnación a la Adjudicación.
 - De fiel cumplimiento de contratos de los transporte y distribución.

5.54 El criterio de adjudicación que estaría siendo utilizado sería al que requiera la menor garantía de demanda.

Anexo 1

Apéndice Metodológico

Algoritmo de Cálculos para el Análisis Económico

Especificación del Factor de descuento

El factor de descuento se utiliza para expresar las variables futuras de ingresos y costos a valores del inicio del período analizado y, consecuentemente, homogeneizar el tratamiento de estas variables que se producen en diferentes momentos del tiempo.

La siguiente ecuación representa el factor de descuento:

$$d = \frac{1}{1+r} \quad [1]$$

donde:

d = factor de descuento, y r = tasa de descuento económica que representa la tasa social de descuento de los proyectos.

Cómputos de los Beneficios Económicos a valores de inicio para los sectores residencial, comercial, transporte e industrial

Para los propósitos del análisis de prefactibilidad, la siguiente ecuación (2) consigna en forma genérica como se llega a valorizar los Beneficios Económicos del proyecto para los sectores residenciales, comerciales e industriales. Expresados en valores actuales, resulta de la diferencia entre Ingresos y Costos Económicos:

$$VPBeneficiosEcon = VPIEcon - VPCEcon \quad [2]$$

Los ingresos económicos vendrán definidos en valores actuales como:

$$VPIEcon = \sum_j \sum_{i=1}^{i=20} d^i (psustj_i \times qj_i) \quad [3]$$

donde:

$VPIEcon$ = valor presente de los ingresos económicos del proyecto

$psustj_i$ = precio económico del energético a sustituir en el sector consumidor j vigente en el período i

qj_i = volumen total de gas natural demandado por el sector consumidor j en el período i

d = factor de descuento

i = año

j = categoría de cliente

Los costos económicos se expresan en valores actuales como:

$$VPCEcon = \sum_j \sum_{i=1}^{i=20} d^i (pcgj_i + tccj_i + trrpj_i) qj_i + (capexrrdj_i + opexrrdj_i) + (capexintyconvj_i) \quad [4]$$

Donde:

$pjcg$ = precio del costo económico del gas natural asignado al sector consumidor j en el período i

$tccj$ = tarifa del costo de transporte económico del troncal Camisea hasta punto interconexión del ramal del concesionario con troncal asignado al sector consumidor j en el período i

$trrpj$ = tarifa media del costo de transporte por la RRP asignado al sector consumidor j en el período i

$capexrrdj_i$ = costo de inversión de los ramales y redes de distribución asignado al sector consumidor j en el período i

$opexrrdj_i$ = costo de operación y mantenimiento de los ramales y redes de distribución asignado al sector consumidor j en el período i

$capexintyconvj_i$ = costo de inversión en instalación interna y en conversión de equipos correspondiente al sector consumidor j en el período i

qj_i = volumen total de gas natural demandado por el sector consumidor j en el período i

d = factor de descuento

i = año

j = categoría de cliente

Cómputos de los Beneficios Económicos a Valores de Inicio del Sector de Generación de Electricidad

La siguiente ecuación (5) consigna en forma genérica como se llega a valorizar los Beneficios Económicos del sector de generación de electricidad. Expresados en valores actuales, surge de la diferencia de Ingresos y Costos Económicos:

$$VPBeneficiosEconGenEE = VPiEconGenEE - VPCEconGenEE \quad [5]$$

Los ingresos económicos vendrán definidos en valores actuales como:

$$VPiEconGenEE = \sum_j \sum_{i=1}^{i=20} d^i (pbEnergía \times qGenEE_i) - (capexCT_i + opexCT_i) \quad [6]$$

Donde:

$VPiEcon$ = valor presente de los ingresos económicos del sector generación eléctrica

$pbEnergía$ = precio de la energía en la Barra de Cusco vigente en el período actual

$qGenEE_i$ = cantidad de KWh generados en el período i (capacidad de la central x 5256 hs-año x Factor Utilización de la central)

$capexCT_i$ = costo de inversión de la Central Térmica en el período i

$opexCT_i$ = costo de operación y mantenimiento de la Central Térmica en el período i (sin costo gas natural en Puerta Central)

d = factor de descuento

i = año

Los costos económicos se expresan en valores actuales como:

$$VPCEcon = \sum_j \sum_{i=1}^{i=20} d^i (pcgGenEE + ttcGenEE_i + trrpGenEE + trrdGenEE_i) \times qGenEE \quad [7]$$

Donde:

$pcgGenEE_i$ = precio del gas natural asignado al sector generación EE en el período i

$ttcGenEE_i$ = tarifa de transporte del troncal Camisea hasta punto interconexión del ramal del concesionario con troncal asignado al sector Generación EE en el período i

$trrpGenEE$ = tarifa media del costo de transporte por la RRP asignado al sector generación EE en el período i

$trrdGenEE$ = tarifa media del costo de transporte por la RRP asignado al sector generación EE en el período i

$qgGenEE$ = volumen total de gas natural demandado por el sector generación EE en el período i

d = factor de descuento

i = año

j = categoría de cliente

Breve reseña de los Cálculos para la derivación de Tarifas por Distancia

En términos estrictamente económicos, la tarifa de transporte sobre el gasoducto troncal de Camisea debería responder a costos económicos. Esto supone que dicho costo varía en forma directa por la demanda de capacidad y la distancia recorrida, factores responsables de los costos del servicio del transporte. Este por cierto es un aspecto que debería tener presente ya que estamos analizando los beneficios en términos económicos.

Lo que sigue es una explicación de la metodología utilizada para calcular el descuento del 60% en la tarifa de transporte, Camisea – derivación Ayacucho / Junín y uno de 80% en la tarifa de transporte, Camisea-Kepashiato, producto de aplicar el concepto económico arriba mencionado.

Para el cálculo de Tarifa por Distancia se computan coeficientes de distancia por región atravesada por el gasoducto troncal de Camisea, las cuales ponderan la distancia recorrida por el gas natural desde el yacimiento –en este caso Camisea- hasta la zona de entrega del gas natural a la concesionaria regional.

La tarifa por distancia viene dada por la siguiente expresión [1]:

$$TD_j \left[\frac{d_j}{D} \right] \times TP \quad [1]$$

Donde:

TD_j = tarifa por distancia del transporte troncal para la zona de entrega j

d_j = distancia entre el yacimiento de gas natural y la zona de entrega j

D = distancia promedio del gasoducto troncal Camisea

TP = tarifa postal del transporte troncal para cualquier zona de entrega j

A su vez, la Distancia Promedio del gasoducto troncal, D , viene dada por la siguiente ecuación [2]:

$$D = \frac{\sum_{i=1}^{i=20} d^i \left[\sum_j (dj_i \times qj_i) \right]}{\sum_{i=1}^{i=20} d^i \left[\sum_j (qj_i) \right]} \quad [2]$$

Siendo el factor de descuento d igual a:

$$d = \frac{1}{1+r} \quad [3]$$

Donde: r = tasa de descuento del 12%

Aplicando los algoritmos de cálculos anteriormente desarrollados ([1] y [2]), se estimaron los coeficientes de distancia, dj, para las zonas de entrega del Gasoducto Troncal de Camisea; esto es: Cusco, Ayacucho/Junín, Ica y Lima (para Lima según los datos incluidos para la fijación de la tarifa postal; para Cusco según datos de demanda pronosticada para Cusco; para Ayacucho/Junín e Ica según datos proyectados de demanda del escenario conservador en el Estudio de Otras Regiones).

Conforme la aplicación de la metodología expuesta, el coeficiente de distancia para la zona de entrega Ayacucho / Junín (Alternativa 2) resulta aproximadamente en 0,4 mientras que para la zona de entrega Kepashiato resulta aproximadamente en 0,2.

Algoritmo de cálculos para al análisis financiero

Especificación del Factor de descuento

El factor de descuento que se utiliza para expresar las variables futuras de ingresos y costos financieros de los proyectos a valores del inicio del período se define a través de la siguiente ecuación:

$$d = \frac{1}{1+r} \quad [1]$$

donde:

d = factor de descuento

r = tasa de descuento determinada por el regulador, representa la estimación oficial del costo del capital promedio ponderado (WACC) antes de impuesto a la renta (12%) o Costo de oportunidad del Capital.

A su vez, la tasa de descuento representa el límite máximo al retorno sobre el capital invertido que el regulador estará dispuesto a aceptar para el cálculo tarifario del ramal regional principal (RRP) y ramales y redes de distribución (RRD).

Enfoque Metodológico

Flujo de Fondos (“cash flow” a 20 años)

El modelo financiero calcula las tarifas medias para el ramal regional principal RRP, y para los ramales y redes de distribución RDD (variable independiente o incógnita), de modo que iguale el valor presente de los ingresos con el valor presente de los gastos, las inversiones y la pérdida de valor del stock de capital (ecuación [2]).

En otros términos, se utiliza la técnica de evaluación de proyectos, de tal forma que el valor actual neto del proyecto sea igual a cero, lo cual significa que se satisfacen los costos de prestación del servicio más una rentabilidad igual al costo de oportunidad del capital.

En este sentido, el “proyecto” evaluado implica un flujo de ingresos (primer miembro de la ecuación [2]) que iguala una salidas de fondos: Una inversión inicial representada por el valor de la Base Tarifaria (Activos Fijos) y el capital de trabajo, al inicio (BT_0 y WC_0), por costos de operación, mantenimiento, administración y comercialización, inversiones e impuestos, y un valor residual de la Base Tarifaria (Activo Fijos depreciado) y del capital de trabajo al final del período de 20 años (BT_{20} y WC_{20}).

$$VPI_s = BT_{s_0} + WC_{s_0} + \sum_{i=1}^{i=20} d^i (Os_i + Ks_i + \Delta WC_{s_i} + Ts_i) - d^{20} (BT_{s_{20}} + WC_{s_{20}})$$

$$VPI_s - BT_{s_0} - WC_{s_0} - \sum_{i=1}^{i=20} d^i (Os_i + Ks_i + \Delta WC_{s_i} + Ts_i) + d^{20} (BT_{s_{20}} + WC_{s_{20}}) = 0$$

[2]

Donde:

d = factor de descuento (ecuación [1])

VPI_s = valor presente de los ingresos regulados (ecuación [2]) correspondiente al segmento s

BT_{s_i} = valor de la base tarifaria o activos al final del año i del segmento s

WC_{s_i} = capital de trabajo al final del año i del segmento s

Os = OPEX correspondientes al segmento s

Ks = CAPEX correspondientes al segmento s

ΔWC_s = Variación del capital de trabajo del segmento s

Ts = Impuestos (excluido el impuesto a la renta) del segmento s

s= tipo de segmento: (i) ramales regionales principales (RRP) ó, (ii) ramales y redes de distribución (RRD)

i = año

Ingresos requeridos de los Negocios concesionados para recuperar costos de los ramales y redes

Para los propósitos del Estudio Financiero nos concentraremos en el nivel de ingresos global de las Concesionarias por segmento (RRP y RRD) y no en la estructura tarifaria, por lo cual se hará referencia en forma genérica a todas las categorías tarifarias a través de la ecuación [3]:

$$VPIs = \sum_{i=1}^{i=20} d^i (ts_i \times qs_i) \quad [3]$$

Donde:

VPIs= valor presente de los ingresos regulados del segmento (RRP ó RRD)

ts = tarifa media correspondiente al segmento s (variable independiente a determinar por el modelo)

qs = volumen total de ventas de gas natural en el segmento s

d= factor de descuento

i = año

Formulación de la Base Tarifaria o Activos Fijos Depreciados de las Concesiones

La base tarifaria, representa el valor de los activos necesarios para la prestación del servicio concesionario sobre el cual se calcula la remuneración al capital.

En el modelo, la base tarifaria se verá modificada a lo largo del período relevante para el cálculo tarifario de dos maneras contrapuestas: positivamente debido a las inversiones proyectadas y negativamente por la pérdida de valor como consecuencia de la depreciación generada por el transcurso del tiempo (ecuación [4]).

$$BTS_i = BTS_{i-1} + Ks_i - Ds_i \quad [4]$$

Bonde : BT = valor de la base tarifaria del segmento s

Ks = CAPEX del segmento s (inversiones netas de bajas o desafectaciones de activos que sean reemplazados)

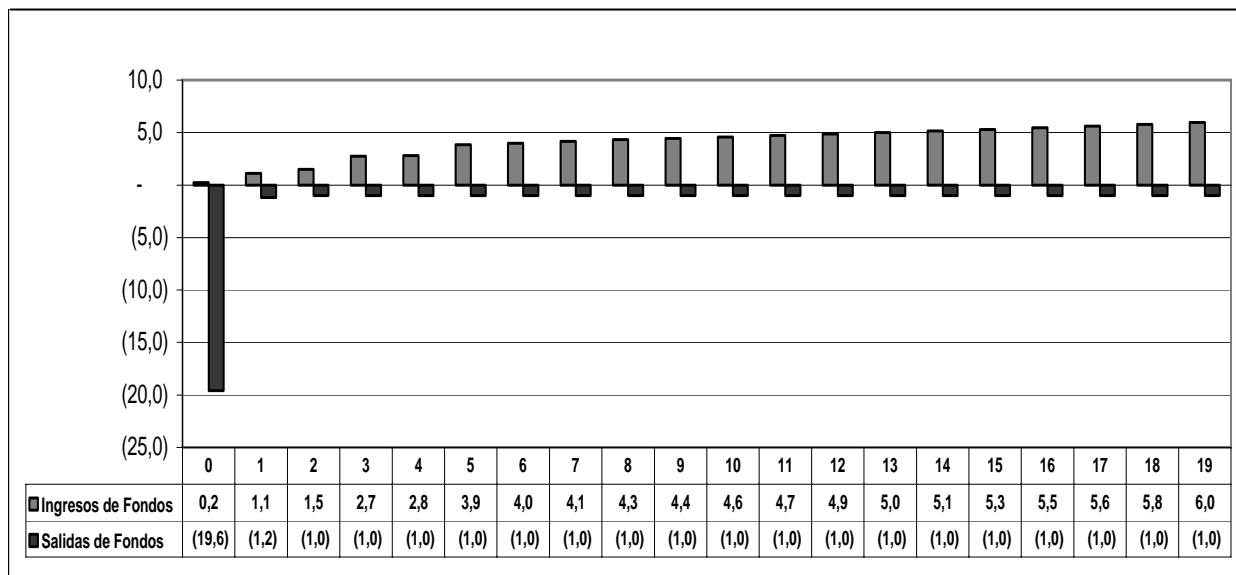
Ds = depreciaciones o amortizaciones (lineal 30 años) de los activos del segmento s

i = año

Anexo 2

Análisis Financiero

Gráfico A2.1: Ingresos y salidas de fondos – Segmento RRP (Región ICA)



VAN (Costos)	US\$ 27MM
CAPEX	71%
OPEX	29%
Ingreso Prom.	US\$ 4,5MM
Tarifa RRP	US\$ 0,25/MMBTU

Gráfico A2.2: Ingresos y salidas de fondos – Segmento RRD (Región ICA)

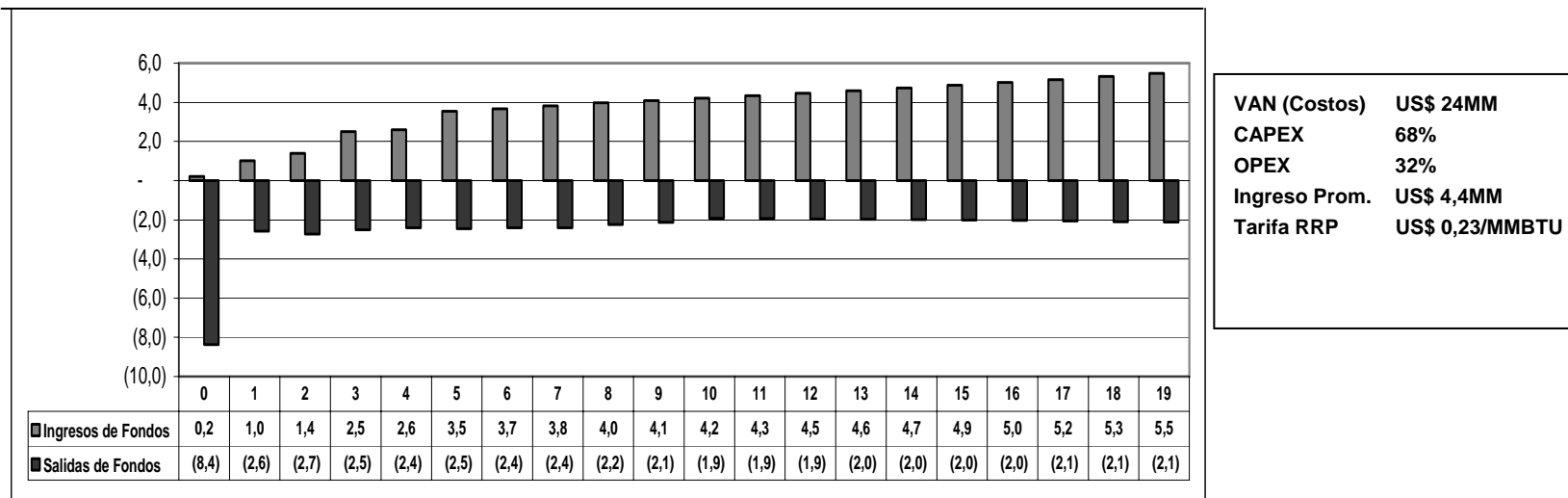


Gráfico A2.3: Ingresos y salidas de fondos – Sistema Integrado (Región Ica)

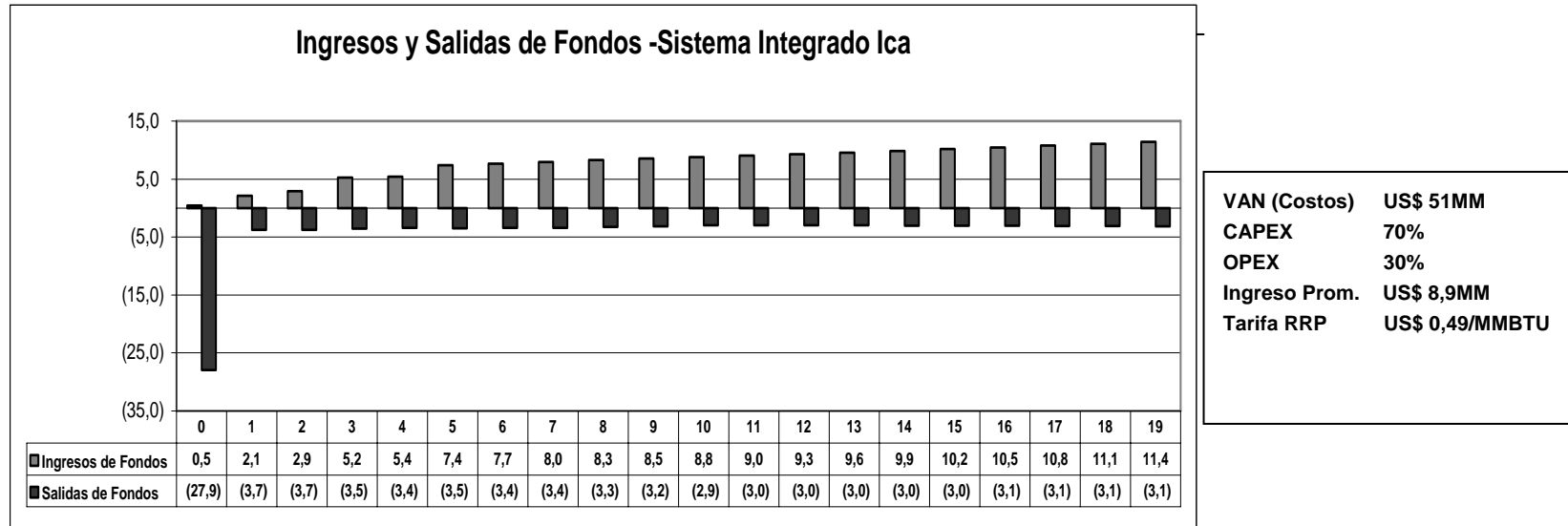
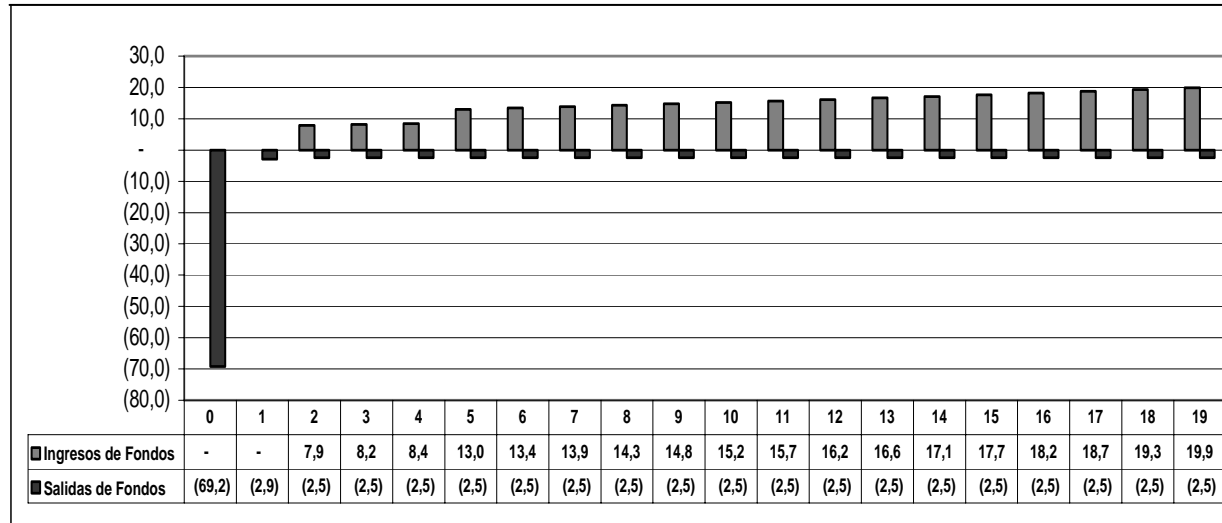
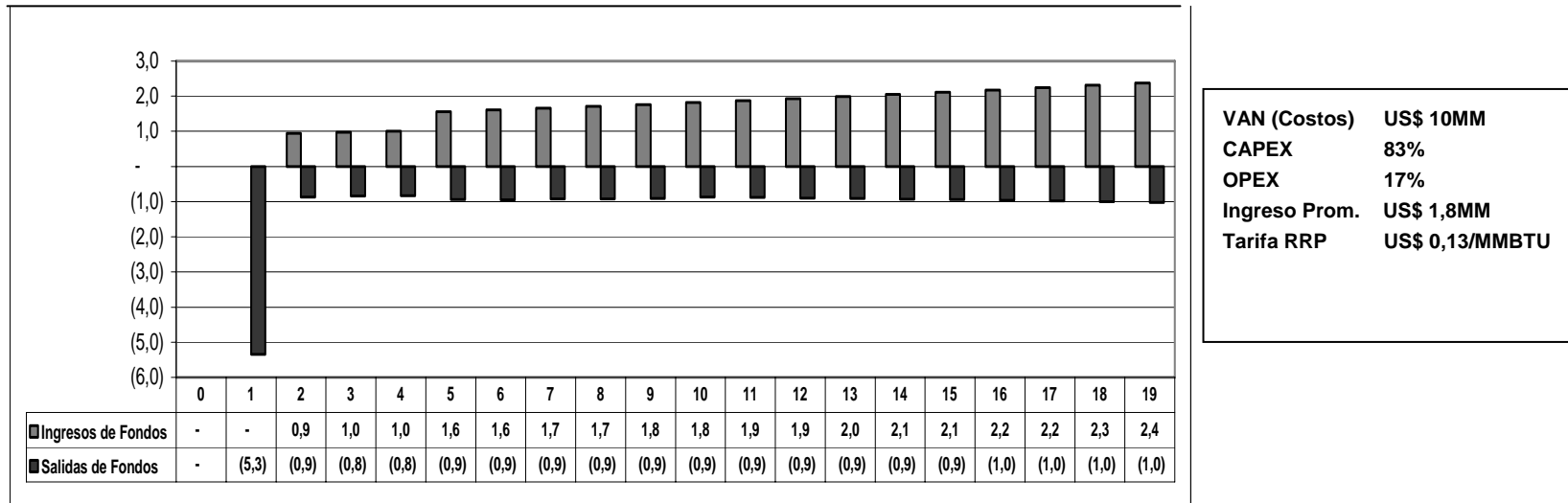


Gráfico A2.4: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 1)



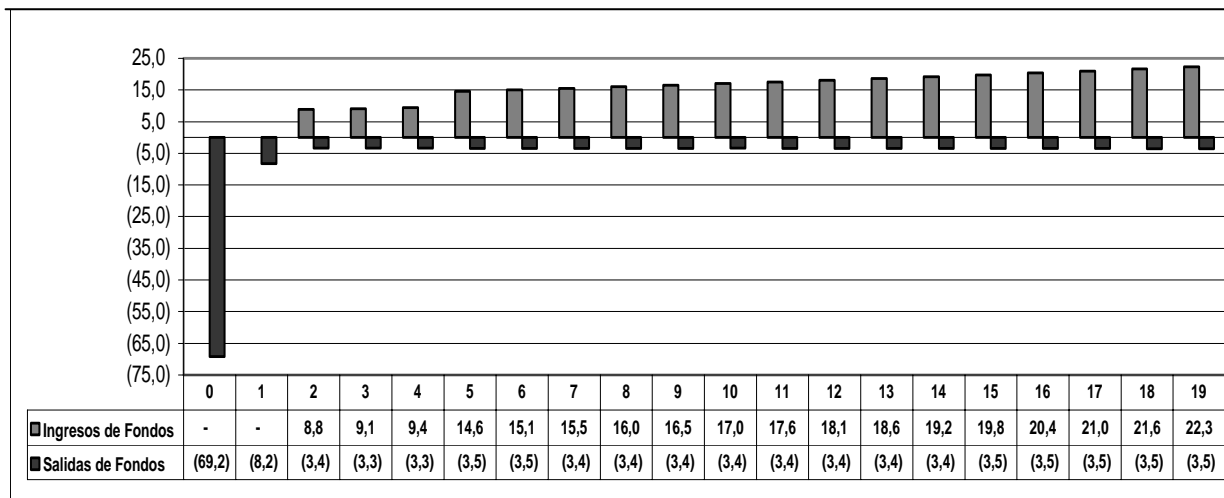
VAN (Costos)	US\$ 86MM
CAPEX	78%
OPEX	22%
Ingreso Prom.	US\$ 14,9MM
Tarifa RRP	US\$ 1.12/MBTU

Gráfico A2.5: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 1)



VAN (Costos)	US\$ 10MM
CAPEX	83%
OPEX	17%
Ingreso Prom.	US\$ 1,8MM
Tarifa RRP	US\$ 0,13/MMBTU

Gráfico A2.6: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 1)



VAN (Costos)	US\$ 96MM
CAPEX	79%
OPEX	21%
Ingreso Prom.	US\$ 16,7MM
Tarifa RRP	US\$ 1,25/MMBTU

Gráfico A2.7: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 2)

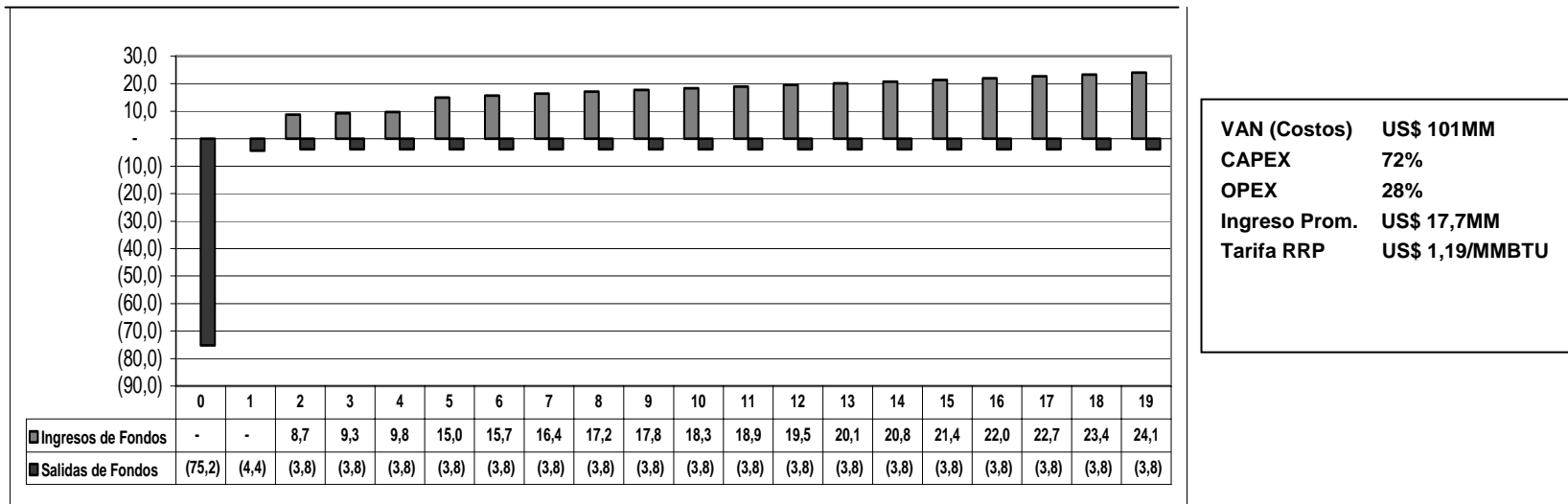
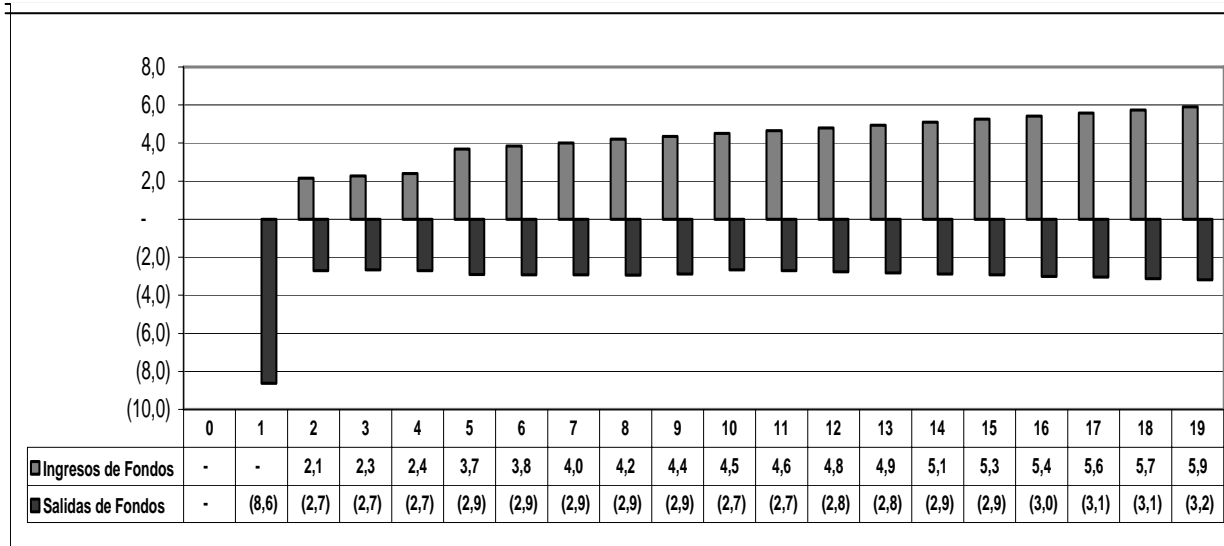
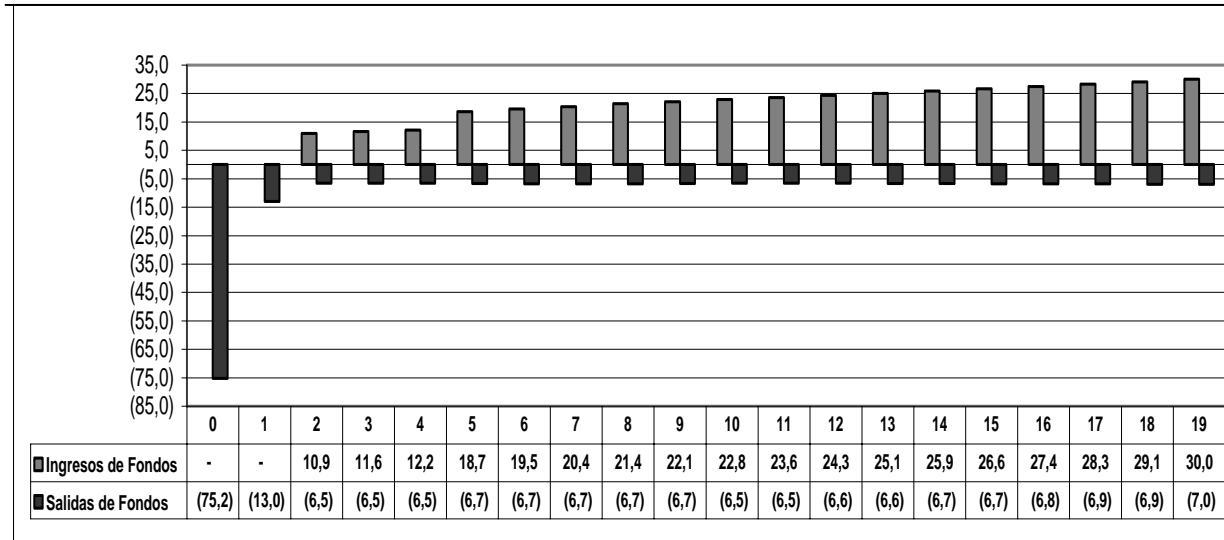


Gráfico A2.8: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 2)



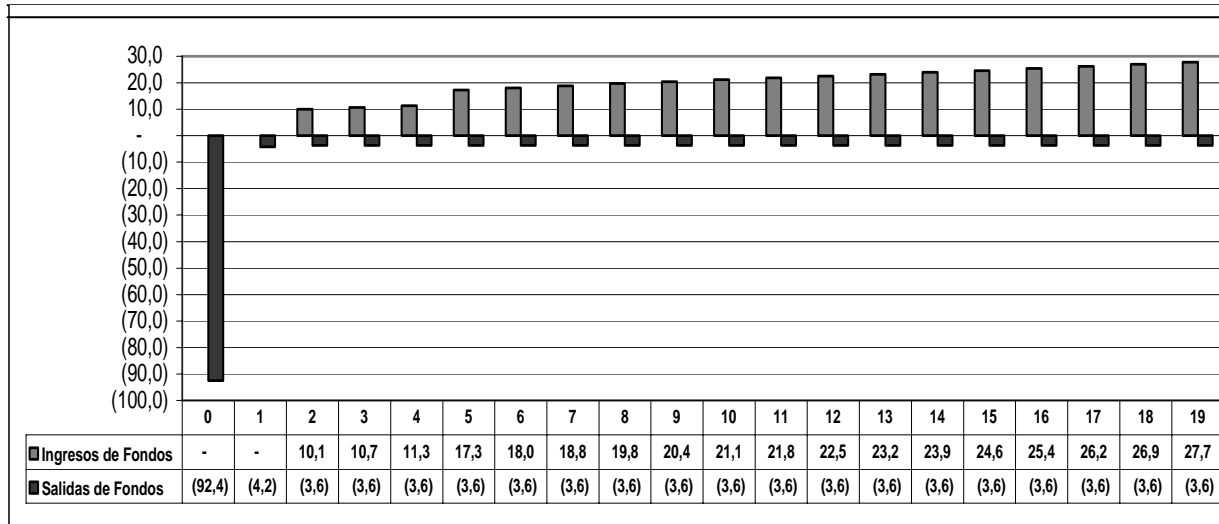
VAN (Costos)	US\$ 25MM
CAPEX	66%
OPEX	33%
Ingreso Prom.	US\$ 4,7MM
Tarifa RRP	US\$ 0,29/MMBTU

Gráfico A2.9: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 2)



VAN (Costos)	US\$ 126MM
CAPEX	71%
OPEX	29%
Ingreso Prom.	US\$ 22,3MM
Tarifa RRP	US\$ 1,49/MMBTU

**Gráfico A2.10: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Junín, Alternativa 1
Con extensión a Huancayo)**



VAN (Costos)	US\$ 117MM
CAPEX	77%
OPEX	23%
Ingreso Prom.	US\$ 20,5MM
Tarifa RRP	US\$ 1,37/MMBTU

Gráfico A2.11: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Región Junín, Alternativa 1 con extensión a Huancayo)

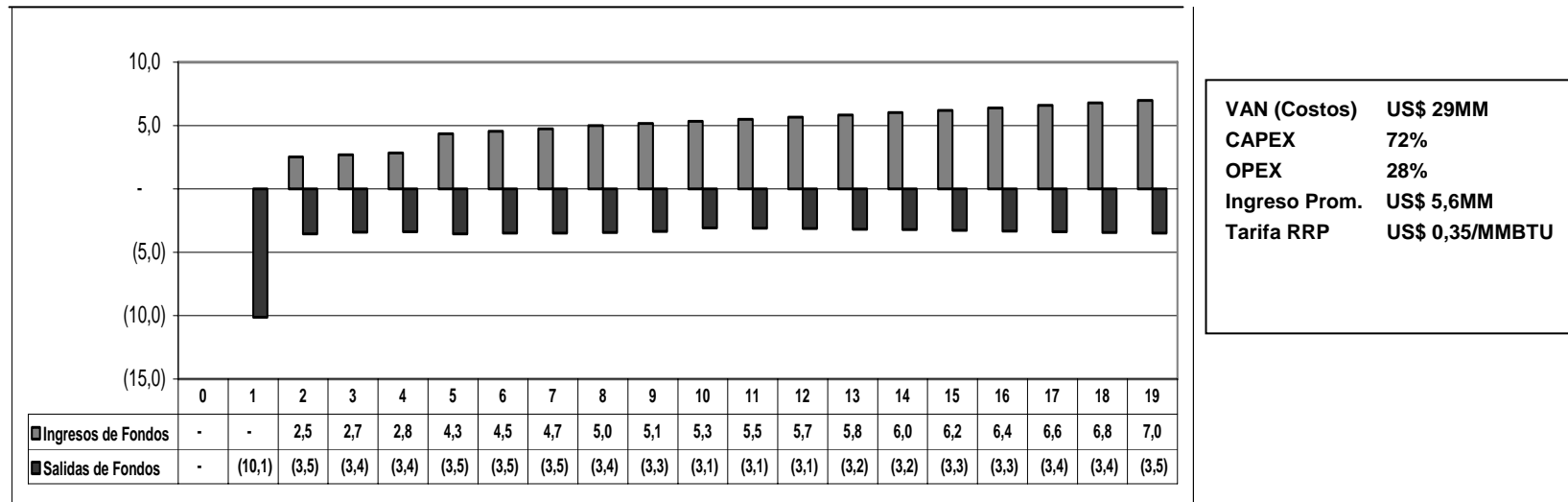
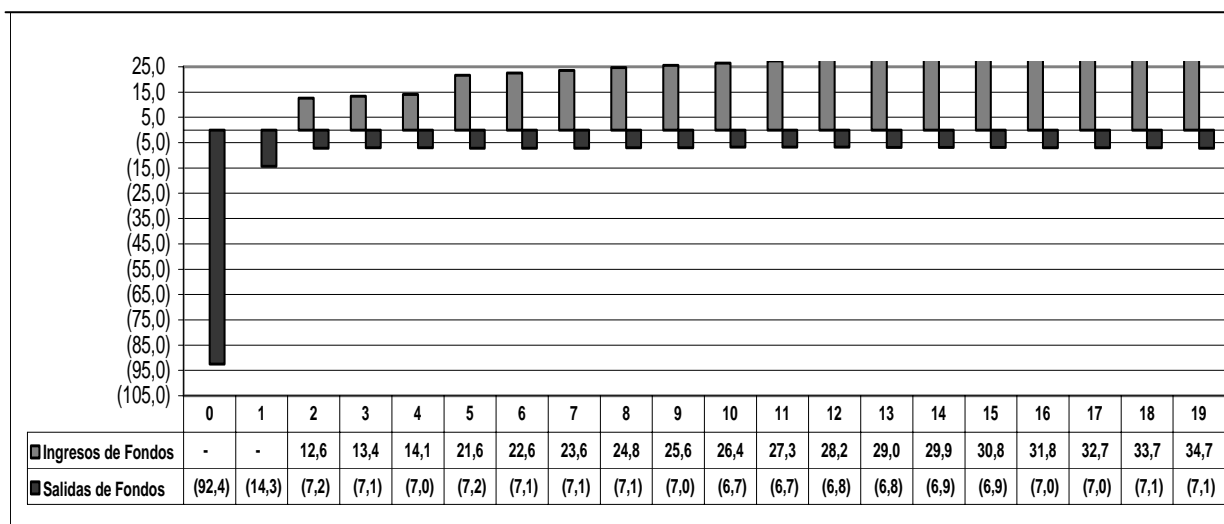
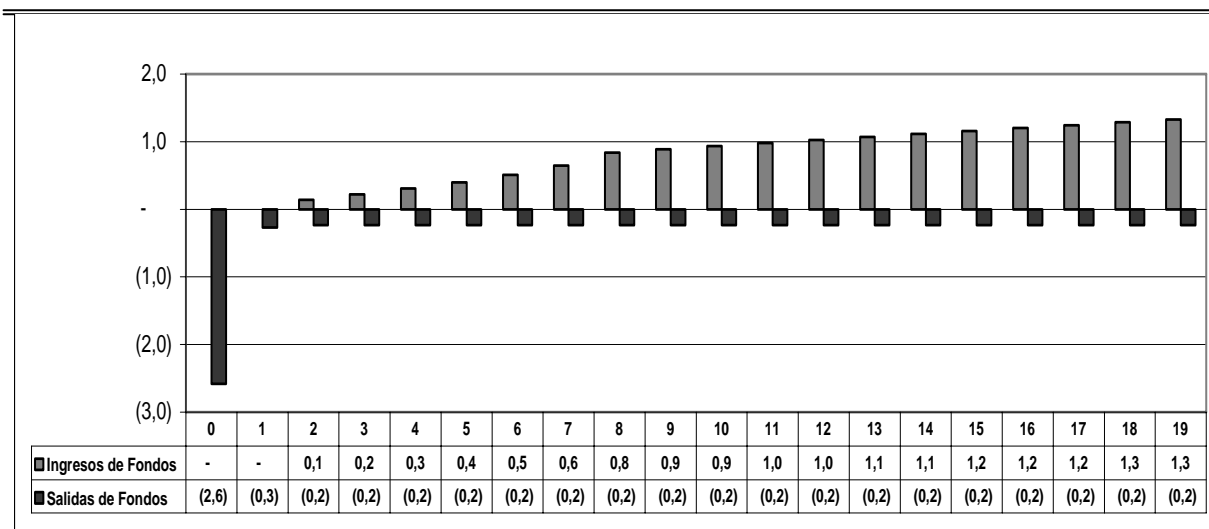


Gráfico A2.12: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado (Región Junín, Alternativa 1 con extensión a Huancayo)



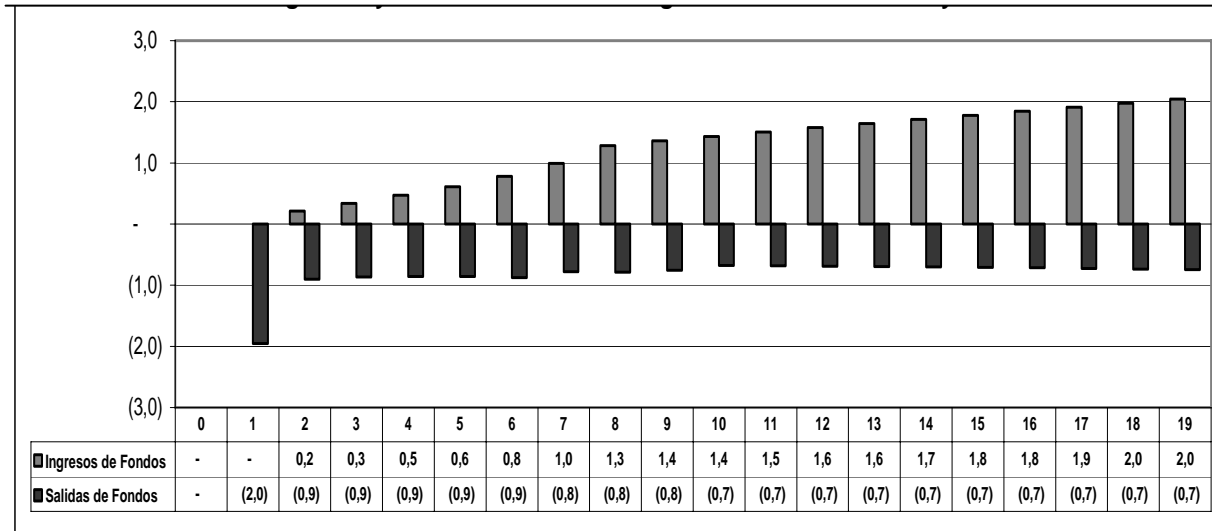
VAN (Costos)	US\$ 146MM
CAPEX	76%
OPEX	24%
Ingreso Prom.	US\$ 26,1MM
Tarifa RRP	US\$ 1,72/MMBTU

Gráfico A2.13: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Región Ayacucho)



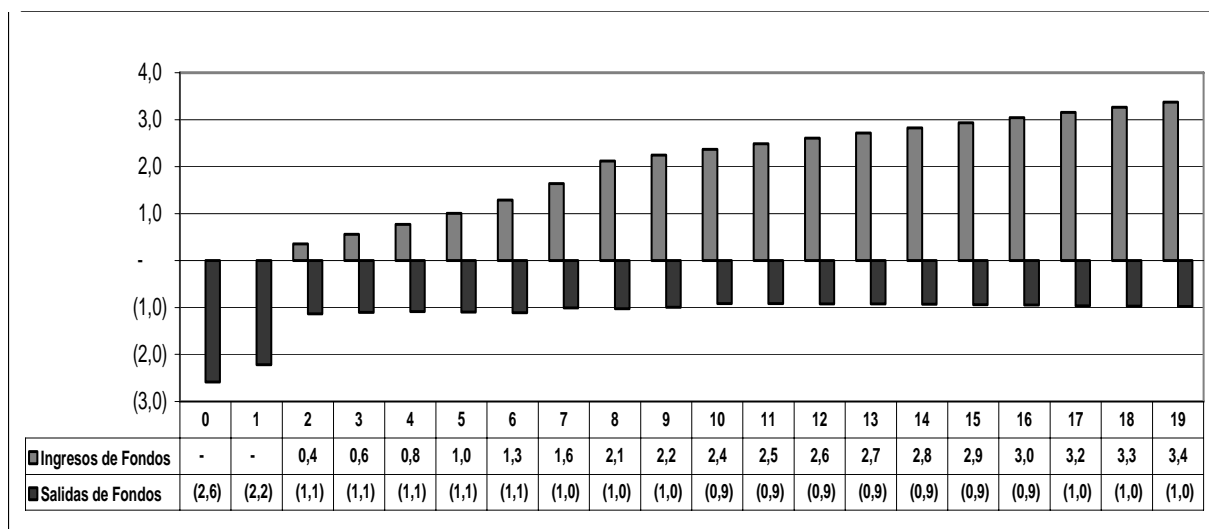
VAN (Costos)	US\$ 4MM
CAPEX	59%
OPEX	41%
Ingreso Prom.	US\$ 0,8MM
Tarifa RRP	US\$ 3,16/MMBTU

Gráfico A2.14: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD Región Ayacucho



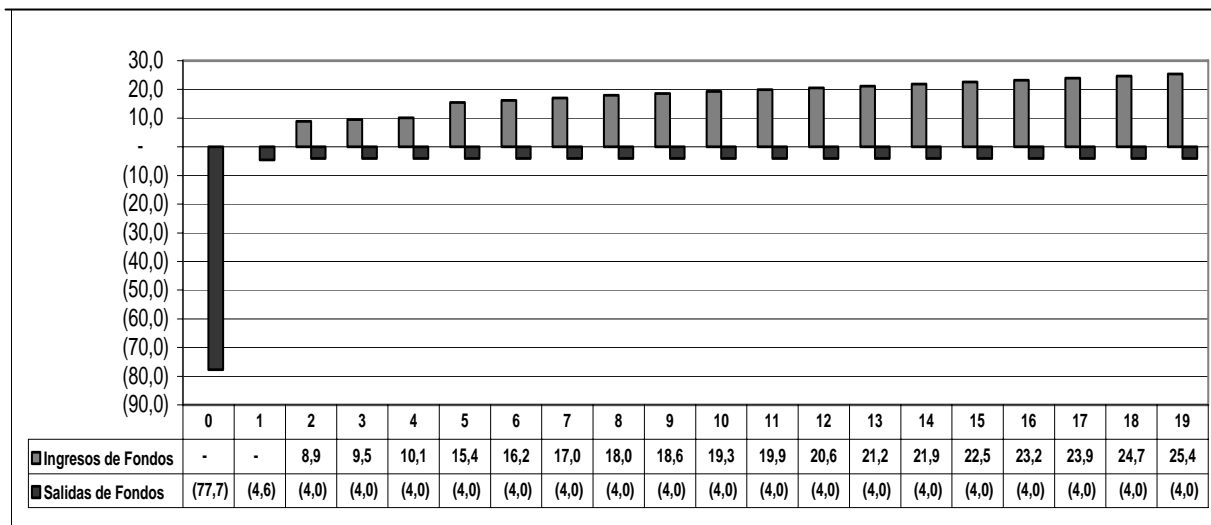
VAN (Costos)	US\$ 7MM
CAPEX	64%
OPEX	36%
Ingreso Prom.	US\$ 1,4MM
Tarifa RRP	US\$ 4,86/MMBTU

Gráfico A2.15: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema Integrado Junín-Ayacucho



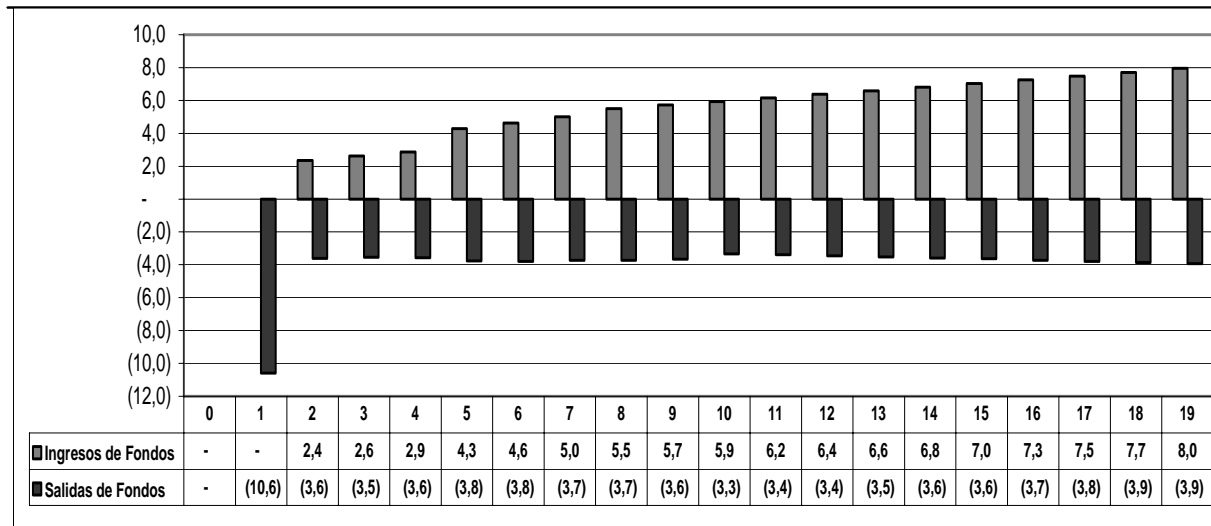
VAN (Costos)	US\$ 11MM
CAPEX	62%
OPEX	38%
Ingreso Prom.	US\$ 2,3MM
Tarifa RRP	US\$ 8,03/MMBTU

Gráfico A2.16: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRP (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)



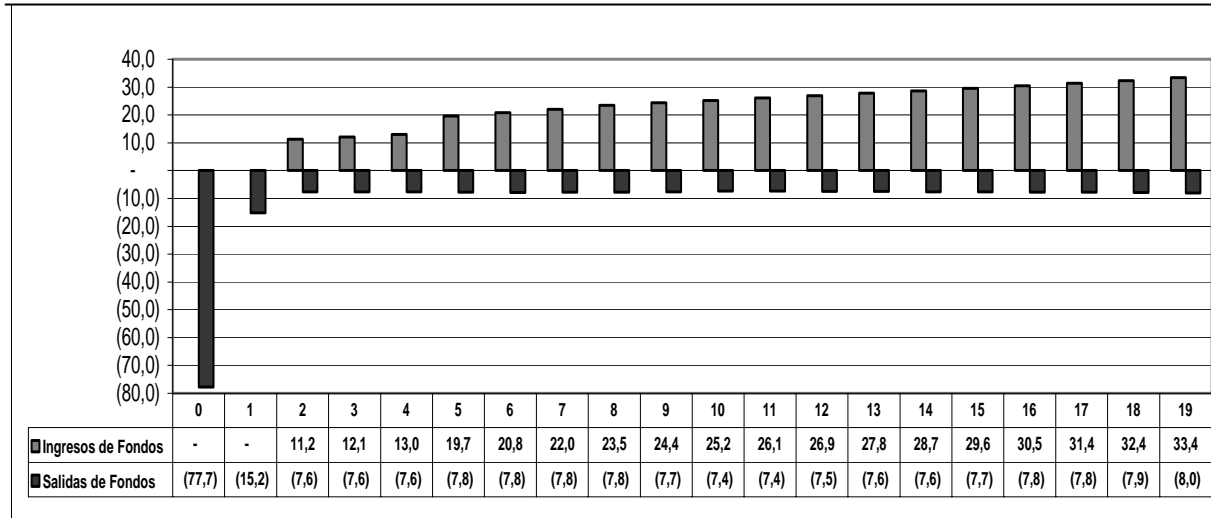
VAN (Costos)	US\$ 106MM
CAPEX	72%
OPEX	28%
Ingreso Prom.	US\$ 18,5MM
Tarifa RRP	US\$ 1,22/MMBTU

Gráfico A2.17: Ingresos y Salidas de Fondos – Segmento RRD (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)



VAN (Costos)	US\$ 31MM
CAPEX	66%
OPEX	34%
Ingreso Prom.	US\$ 6,1MM
Tarifa RRP	US\$ 0,36/MMBTU

Gráfico A2.18: Ingresos y Salidas de Fondos – Sistema integrado (Alternativa 2 de Región Junín / Ayacucho)



VAN (Costos)	US\$ 137MM
CAPEX	70%
OPEX	30%
Ingreso Prom.	US\$ 24,6MM
Tarifa RRP	US\$ 1,59/MMBTU

Gráfico A2.19: Evaluación Financiera – Región Cusco (Cusco y Cachimayo, 8”)

(A) Negocio RRP

VAN (Costos)	US\$ 77MM
CAPEX	79%
OPEX	21%
Ingreso Prom.	US\$ 12,3MM
Tarifa RRP	3,25 US\$/MMBTU

+

(B) Negocio RRD

VAN (Costos)	US\$ 25MM
CAPEX	72%
OPEX	28%
Ingreso Prom.	US\$ 3,9MM
Tarifa RDD	1,04 US\$/MMBTU

=

(C) Negocio Integrado

VAN (Costos)	US\$ 102MM
CAPEX	77%
OPEX	23%
Ingreso Prom.	US\$ 16,2MM
Tarifa Media	4,28 US\$/MMBTU

Ingresos y Salidas de Fondos -Sistema Integrado Cusco

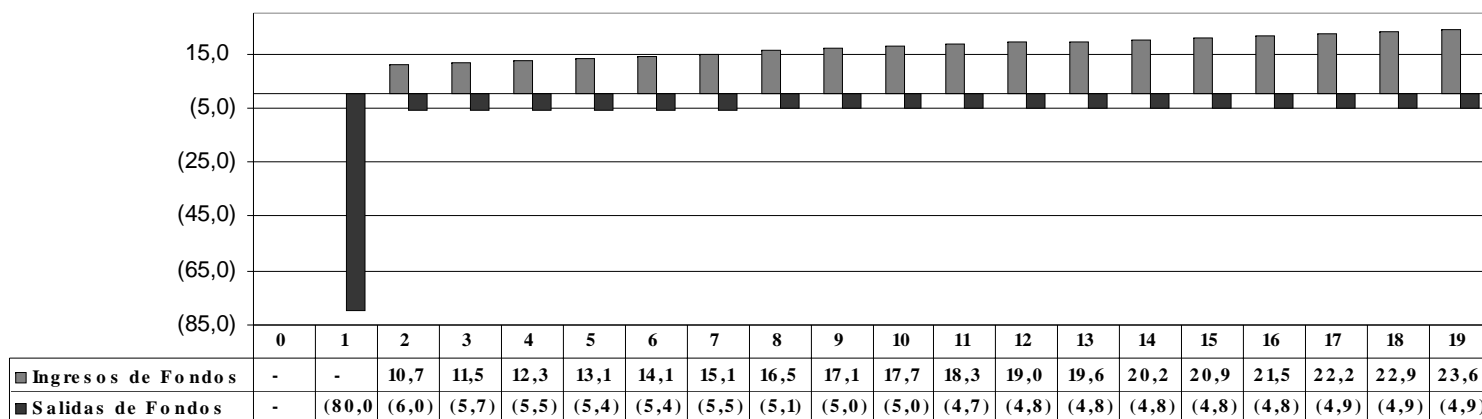
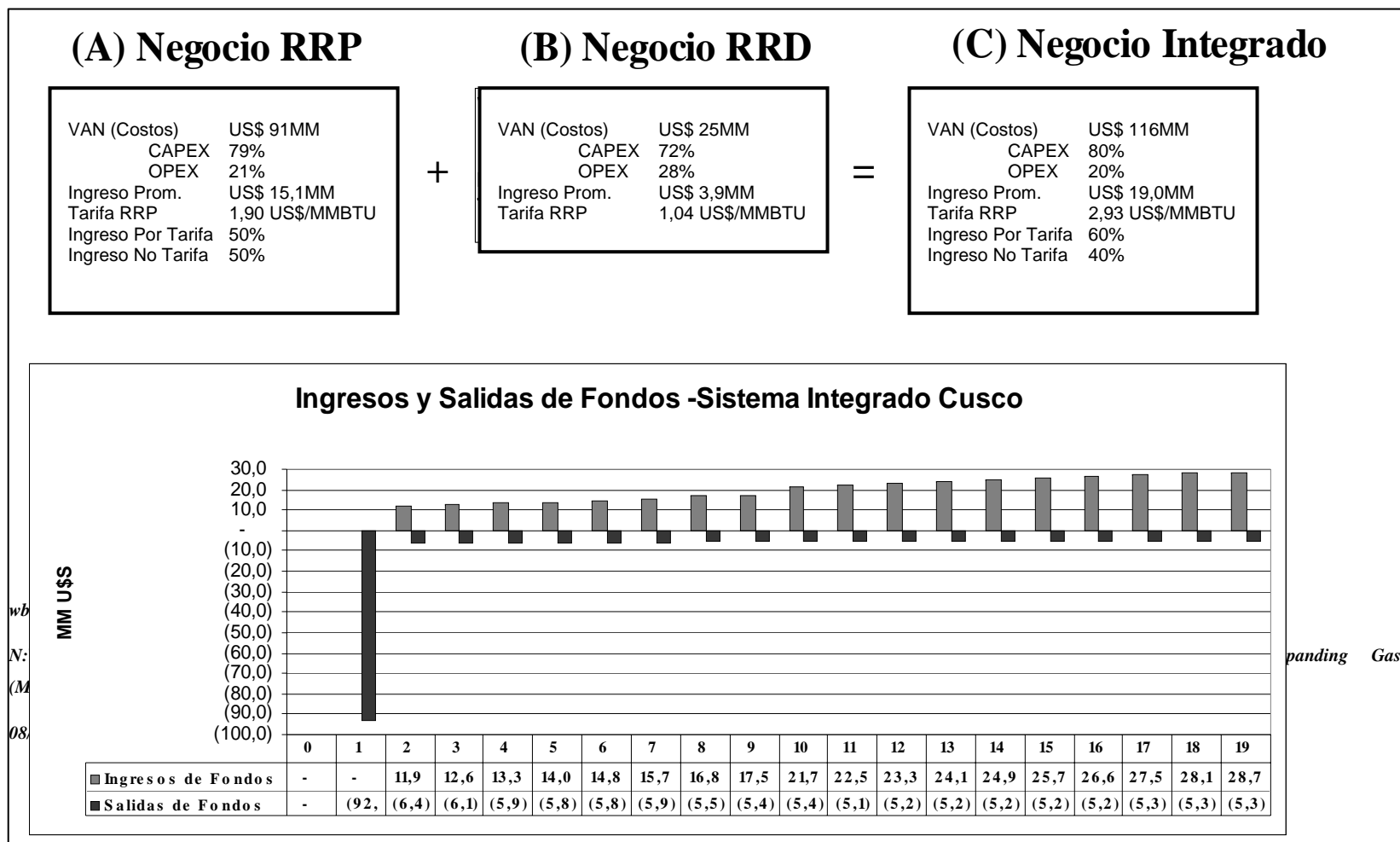


Gráfico A2.20: Evaluación Financiera – Sistema Cusco + Cachimayo (10”)



Joint UNDP/World Bank
ENERGY SECTOR MANAGEMENT ASSISTANCE PROGRAMME (ESMAP)

LIST OF TECHNICAL PAPER SERIES

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
SUB-SAHARAN AFRICA (AFR)			
Africa	Power Trade in Nile Basin Initiative Phase II (CD Only): <i>Part I: Minutes of the High-level Power Experts Meeting; and Part II: Minutes of the First Meeting of the Nile Basin Ministers Responsible for Electricity</i>	04/05	067/05
Cameroon	Decentralized Rural Electrification Project in Cameroon	01/05	087/05
Chad	Revenue Management Seminar. Oslo, June 25-26, 2003. (CD Only)	06/05	075/05
Côte d'Ivoire	Workshop on Rural Energy and Sustainable Development, January 30-31, 2002. (French Only)	04/05	068/05
Ethiopia	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Ethiopia - Action Plan.	12/03	038/03
	Sub-Saharan Petroleum Products Transportation Corridor: Analysis And Case Studies	03/03	033/03
	Phase-Out of Leaded Gasoline in Sub-Saharan Africa	04/02	028/02
	Energy and Poverty: How can Modern Energy Services Contribute to Poverty Reduction	03/03	032/03
East Africa	Sub-Regional Conference on the Phase-out Leaded Gasoline in East Africa. June 5-7, 2002.	11/03	044/03
Ghana	Poverty and Social Impact Analysis of Electricity Tariffs	12/05	088/05
	Women Enterprise Study: Developing a Model for Mainstreaming Gender into Modern Energy Service Delivery	03/06	096/06
	Sector Reform and the Poor: Energy Use and Supply in Ghana	03/06	097/06
Kenya	Field Performance Evaluation of Amorphous Silicon (a-Si) Photovoltaic Systems in Kenya: Methods and Measurement in Support of a Sustainable Commercial Solar Energy Industry	08/00	005/00
	The Kenya Portable Battery Pack Experience: Test Marketing an Alternative for Low-Income Rural Household Electrification	12/01	05/01
Malawi	Rural Energy and Institutional Development	04/05	069/05
Mali	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Mali - Action Plan. (French)	12/03	041/03
Mauritania	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Mauritania - Action Plan. (French)	12/03	040/03
Nigeria	Phase-Out of Leaded Gasoline in Nigeria	11/02	029/02
	Nigerian LP Gas Sector Improvement Study	03/04	056/04
	Taxation and State Participation in Nigeria's Oil and Gas Sector	08/04	057/04
Regional	Second Steering Committee: The Road Ahead. Clean Air Initiative In Sub-Saharan African Cities. Paris, March 13-14, 2003.	12/03	045/03
	Lead Elimination from Gasoline in Sub-Saharan Africa. Sub-regional Conference of the West-Africa group. Dakar, Senegal March 26-27, 2002 (French only)	12/03	046/03
	1998-2002 Progress Report. The World Bank Clean Air Initiative in Sub-Saharan African Cities. Working Paper #10 (Clean Air Initiative/ESMAP)	02/02	048/04
	Landfill Gas Capture Opportunity in Sub-Saharan Africa	06/05	074/05
	The Evolution of Enterprise Reform in Africa: From State-owned Enterprises to Private Participation in Infrastructure —and Back?	11/05	084/05
Senegal	Regional Conference on the Phase-Out of Leaded Gasoline in Sub-Saharan Africa	03/02	022/02

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Senegal	Elimination du Plomb dans l'Essence en Afrique Sub-Saharienne Conference Sous Regionales du Groupe Afrique de l'Quest. Dakar, Senegal. March 26-27, 2002.	12/03	046/03
	Alleviating Fuel Adulteration Practices in the Downstream Oil Sector in Senegal	09/05	079/05
South Africa	South Africa Workshop: People's Power Workshop.	12/04	064/04
Swaziland	Solar Electrification Program 2001—2010: Phase 1: 2001—2002 (Solar Energy in the Pilot Area)	12/01	019/01
Tanzania	Mini Hydropower Development Case Studies on the Malagarasi, Muhuwesi, and Kikuletwa Rivers Volumes I, II, and III	04/02	024/02
	Phase-Out of Leaded Gasoline in Oil Importing Countries of Sub-Saharan Africa: The Case of Tanzania - Action Plan.	12/03	039/03
Uganda	Report on the Uganda Power Sector Reform and Regulation Strategy Workshop	08/00	004/00
WEST AFRICA (AFR)			
Regional	Market Development	12/01	017/01
EAST ASIA AND PACIFIC (EAP)			
Cambodia	Efficiency Improvement for Commercialization of the Power Sector	10/02	031/02
	TA For Capacity Building of the Electricity Authority	09/05	076/05
China	Assessing Markets for Renewable Energy in Rural Areas of Northwestern China	08/00	003/00
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume I—Electric Power Production	05/01	011/01
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume II—Environmental and Energy Efficiency Improvements for Non-power Uses of Coal	05/01	011/01
	Technology Assessment of Clean Coal Technologies for China Volume III—Environmental Compliance in the Energy Sector: Methodological Approach and Least-Cost Strategies	12/01	011/01
Papua New Guinea	Energy Sector and Rural Electrification Background Note	03/06	102/06
Philippines	Rural Electrification Regulation Framework. (CD Only).	10/05	080/05
Thailand	DSM in Thailand: A Case Study	10/00	008/00
	Development of a Regional Power Market in the Greater Mekong Sub-Region (GMS)	12/01	015/01
Vietnam	Options for Renewable Energy in Vietnam	07/00	001/00
	Renewable Energy Action Plan	03/02	021/02
	Vietnam's Petroleum Sector: Technical Assistance for the Revision of the Existing Legal and Regulatory Framework	03/04	053/04
	Vietnam Policy Dialogue Seminar and New Mining Code	03/06	098/06
SOUTH ASIA (SAS)			
Bangladesh	Workshop on Bangladesh Power Sector Reform	12/01	018/01
	Integrating Gender in Energy Provision: The Case of Bangladesh	04/04	054/04
	Opportunities for Women in Renewable Energy Technology Use In Bangladesh, Phase I	04/04	055/04

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
EUROPE AND CENTRAL ASIA (ECA)			
Azerbaijan	Natural Gas Sector Re-structuring and Regulatory Reform	03/06	099/06
Macedonia	Elements of Energy and Environment Strategy in Macedonia	03/06	100/06
Poland	Poland (URE): Assistance for the Implementation of the New Tariff Regulatory System: Volume I, Economic Report, Volume II, Legal Report	03/06	101/06
Russia	Russia Pipeline Oil Spill Study	03/03	034/03
Uzbekistan	Energy Efficiency in Urban Water Utilities in Central Asia	10/05	082/05
MIDDLE EASTERN AND NORTH AFRICA REGION (MENA)			
Regional	Roundtable on Opportunities and Challenges in the Water, Sanitation And Power Sectors in the Middle East and North Africa Region. Summary Proceedings, May 26-28, 2003. Beit Mary, Lebanon. (CD)	02/04	049/04
Morocco	Amélioration de l'Efficacité Energie: Environnement de la Zone Industrielle de Sidi Bernoussi, Casablanca	12/05	085/05
LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN REGION (LCR)			
Brazil	Background Study for a National Rural Electrification Strategy: Aiming for Universal Access	03/05	066/05
	How do Peri-Urban Poor Meet their Energy Needs: A Case Study of Caju Shantytown, Rio de Janeiro	02/06	094/06
Bolivia	Country Program Phase II: Rural Energy and Energy Efficiency Report on Operational Activities	05/05	072/05
Chile	Desafíos de la Electrificación Rural	10/05	082/05
Ecuador	Programa de Entrenamiento a Representantes de Nacionalidades Amazónicas en Temas Hidrocarbúricos	08/02	025/02
	Stimulating the Picohydropower Market for Low-Income Households in Ecuador	12/05	090/05
Guatemala	Evaluation of Improved Stove Programs: Final Report of Project Case Studies	12/04	060/04
Honduras	Remote Energy Systems and Rural Connectivity: Technical Assistance to the Aldeas Solares Program of Honduras	12/05	092/05
Mexico	Energy Policies and the Mexican Economy	01/04	047/04
	Technical Assistance for Long-Term Program for Renewable Energy Development	02/06	093/06
Nicaragua	Aid-Memoir from the Rural Electrification Workshop (Spanish only)	03/03	030/04
	Sustainable Charcoal Production in the Chinandega Region	04/05	071/05
Peru	Extending the Use of Natural Gas to Inland Peru (Spanish/English)	04/06	103/06
Regional	Regional Electricity Markets Interconnections — Phase I Identification of Issues for the Development of Regional Power Markets in South America	12/01	016/01
	Regional Electricity Markets Interconnections — Phase II Proposals to Facilitate Increased Energy Exchanges in South America	04/02	016/01
	Population, Energy and Environment Program (PEA) Comparative Analysis on the Distribution of Oil Rents (English and Spanish)	02/02	020/02
	Estudio Comparativo sobre la Distribución de la Renta Petrolera Estudio de Casos: Bolivia, Colombia, Ecuador y Perú	03/02	023/02

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
Regional	Latin American and Caribbean Refinery Sector Development Report – Volumes I and II	08/02	026/02
	The Population, Energy and Environmental Program (EAP) (English and Spanish)	08/02	027/02
	Bank Experience in Non-energy Projects with Rural Electrification Components: A Review of Integration Issues in LCR	02/04	052/04
	Supporting Gender and Sustainable Energy Initiatives in Central America	12/04	061/04
	Energy from Landfill Gas for the LCR Region: Best Practice and Social Issues (CD Only)	01/05	065/05
	Study on Investment and Private Sector Participation in Power Distribution in Latin America and the Caribbean Region	12/05	089/05
	GLOBAL		
	Impact of Power Sector Reform on the Poor: A Review of Issues and the Literature	07/00	002/00
	Best Practices for Sustainable Development of Micro Hydro Power in Developing Countries	08/00	006/00
	Mini-Grid Design Manual	09/00	007/00
	Photovoltaic Applications in Rural Areas of the Developing World	11/00	009/00
	Subsidies and Sustainable Rural Energy Services: Can we Create Incentives Without Distorting Markets?	12/00	010/00
	Sustainable Woodfuel Supplies from the Dry Tropical Woodlands	06/01	013/01
	Key Factors for Private Sector Investment in Power Distribution	08/01	014/01
	Cross-Border Oil and Gas Pipelines: Problems and Prospects	06/03	035/03
	Monitoring and Evaluation in Rural Electrification Projects: A Demand-Oriented Approach	07/03	037/03
	Household Energy Use in Developing Countries: A Multicountry Study	10/03	042/03
	Knowledge Exchange: Online Consultation and Project Profile from South Asia Practitioners Workshop. Colombo, Sri Lanka, June 2-4, 2003	12/03	043/03
	Energy & Environmental Health: A Literature Review and Recommendations	03/04	050/04
	Petroleum Revenue Management Workshop	03/04	051/04
	Operating Utility DSM Programs in a Restructuring Electricity Sector	12/05	058/04
	Evaluation of ESMAP Regional Power Trade Portfolio (TAG Report)	12/04	059/04
	Gender in Sustainable Energy Regional Workshop Series: Mesoamerican Network on Gender in Sustainable Energy (GENES) Winrock and ESMAP	12/04	062/04
	Women in Mining Voices for a Change Conference (CD Only)	12/04	063/04
	Renewable Energy Potential in Selected Countries: Volume I: North Africa, Central Europe, and the Former Soviet Union, Volume II: Latin America	04/05	070/05
	Renewable Energy Toolkit Needs Assessment	08/05	077/05

<i>Region/Country</i>	<i>Activity/Report Title</i>	<i>Date</i>	<i>Number</i>
	Portable Solar Photovoltaic Lanterns: Performance and Certification Specification and Type Approval	08/05	078/05
	Crude Oil Prices Differentials and Differences in Oil Qualities: A Statistical Analysis	10/05	081/05
	Operating Utility DSM Programs in a Restructuring Electricity Sector	12/05	086/05
	Sector Reform and the Poor: Energy Use and Supply in Four Countries: Botswana, Ghana, Honduras and Senegal	03/06	095/06
