

PONTIFICIA UNIVERSIDAD CATÓLICA DEL PERÚ

ESCUELA DE POSGRADO



PONTIFICIA
UNIVERSIDAD
CATÓLICA
DEL PERÚ

“PROPUESTA DE ACCESO A LA ENERGÍA PARA POBLADORES
ALEDAÑOS AL GASODUCTO DE TRANSPORTE DEL GAS NATURAL
DE CAMISEA - PERÚ”

Tesis para optar el grado de Magíster en Regulación de Servicios
Públicos

AUTOR

HUGO A. TALAVERA HERRERA

ASESOR

RAÚL GARCIA CARPIO

LIMA - PERÚ

2015

RESUMEN DE LA TESIS

Hugo Alfonso Talavera Herrera
Maestría en Regulación de Servicios Públicos
Propuesta de acceso a la energía para pobladores aledaños al gasoducto de transporte del gas natural de Camisea

La presente tesis tiene como objetivo proponer una alternativa de acceso a la energía para los pobladores aledaños al recorrido del gasoducto de transporte del gas natural de Camisea, quienes, a pesar de haber transcurrido más de 10 años del uso de este energético y de su cercanía al gasoducto de transporte, no se han beneficiado de ninguna forma con este recurso, debido a la inviabilidad de proyectos de gas natural, al estar constituidos en zonas de extrema pobreza, de poca cantidad poblacional y de condiciones de vida afectada por las bajas temperaturas, entre otros factores.

Para dicho efecto se plantea el acceso comunitario a los beneficios del gas natural, con el fin de generar un punto común, en el cual la población cuente con agua caliente para su higiene, el lavado de prendas, con cocinas comunitarias en base al gas natural, así como un ambiente común a temperatura confort, para estudios y/o reuniones de coordinación de sus comunidades. Asimismo, esto sería la base para que otros servicios indispensables se logren de manera posterior o inmediata, tal como la generación eléctrica con un grupo electrógeno a gas natural y con ello el acceso a internet, la televisión, la capacitación nocturna u otros beneficios que puedan generarse a través de dicho punto común.

Para ello es necesario identificar los puntos de suministro comunitario, los cuales partirían de las válvulas de bloqueo existente, diseñados para el sistema de transporte de gas natural y que se encuentran ubicadas a lo largo del mismo. Por otro lado, diseñar, construir y operar los centros comunitarios de acceso a la energía, así como optimizar el mecanismo técnico - tarifario del gas natural y plantear la participación de una Asociación Pública - Privada (APP) para dar sostenibilidad y eficiencia en la operación; y por último, también se propone el financiamiento completo a través del FISE, por ser un tema de inclusión social y de ayuda a los más necesitados.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis a mi madre Elsa y mis hermanos Jaime, Manuel, Marco Antonio, Janeeth y Rubí; a mi esposa Kelly y mis adorados hijos Nicole, Stephanie y Huguito; a mis colegas del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – OSINERGMIN; a los profesores de posgrado de la Maestría de Regulación de Servicios Públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú - PUCP, y a todos los interesados en la mejora y desarrollo del suministro de gas natural para todos nuestros compatriotas, sobre todo para quienes necesitan energía en los climas extremadamente fríos de nuestra serranía.



AGRADECIMIENTO

Agradezco primero a Dios por todas aquellas acciones que han guiado el rumbo de mi vida.

En segundo lugar a mi señora madre, sin quien no hubiera sido posible haber llegado hasta donde estoy y quien me ha inculcado todo lo necesario para alcanzar mis objetivos sin pasar por encima de mis principios y valores.

Asimismo quiero agradecer a mi esposa por su paciencia y su comprensión en tantas largas horas de estudio y de clases.

A mis hijos, por haber tomado parte de su tiempo que con todo derecho les corresponde.

Agradezco a todos los profesores de posgrado de la Maestría de Regulación de Servicios Públicos de la Pontificia Universidad Católica del Perú, por haber compartido sus conocimientos y experiencias conmigo y en especial al Magister Raúl García Carpio por haber aceptado ser el asesor de mi tesis.

INDICE

Índice de gráficos.....	7
1 CAPITULO I.- El problema de investigación.....	8
2 CAPITULO II.- Revisión de la literatura sobre acceso a la energía.....	8
2.1 El acceso a la energía a nivel internacional	8
2.2 Alternativas tecnológicas para el acceso	10
2.3 Instrumentos para el acceso y conflictos de objetivos	13
2.4 Problemática del acceso rural en el Perú	17
2.5 Problemática del transporte de gas natural en el Perú	18
2.6 El proyecto de Camisea.....	20
2.7 Fondo de Inclusión Social - Energético: FISE.....	26
3 CAPITULO III.- Objetivos.....	27
3.1 Objetivos.....	27
3.1.1 Objetivo general.....	27
3.1.2 Objetivos específicos	27
4 CAPITULO IV.- La Propuesta.....	27
4.1 Definiciones:.....	27
4.2 Diseño Técnico.....	28
4.2.1 Punto comunitario de suministro:.....	28
4.2.2 Determinación de los puntos comunitarios de suministro:	33
4.2.3 Sistema de almacenamiento:.....	34
4.2.4 Sistema comunitario de suministro:	36
4.2.5 Bosquejo del diseño planteado:	39
4.3 Diseño Económico.....	39
4.3.1 Estructura Tarifaria:	44
4.3.2 Flujo de caja y VAN de la propuesta:.....	48

4.3.3	Beneficios de la propuesta:.....	52
5	CAPITULO V.- Análisis de resultados.	52
6	CAPITULO VI.- Conclusiones y recomendaciones.	54
	Conclusiones:	54
	Recomendaciones:	55
7	BIBLIOGRAFÍA.	56
8	ANEXOS.	58
8.1	Anexo 1.- Equivalencia GLP vs Gas Natural:.....	58
8.2	Anexo 2.- Cálculo de la densidad del Gas Natural:.....	60
8.3	Anexo 3.- Ubicación geográfica de las válvulas de bloqueo:	62
8.4	Anexo 4.- Manual de Operaciones:.....	78
8.5	Anexo 5.- Las Reservas de gas natural en el Perú y el Mundo:.....	85

Índice de gráficos

Gráfico N° 1.- Costos de transporte de gas natural y petróleo.	11
Gráfico N° 2.- Costos medios de transporte de gas natural para demandas pequeñas.....	11
Gráfico N° 3.- Proyecto del gasoducto del Mercosur.....	13
Gráfico N° 4.- Diseño del fondo unificado de acceso universal a la energía. 16	
Gráfico N° 5.- Ubicación de Camisea.....	21
Gráfico N° 6.- Estructuración del Gas Natural de Camisea en el Perú.	22
Gráfico N° 7.- Recorrido de los ductos del proyecto Camisea.....	23
Gráfico N° 8.- Dimensiones del gasoducto de Camisea.	23
Gráfico N° 9.- Consumo de las reservas de Camisea.	25
Gráfico N° 10.- Válvula de bloqueo del gasoducto de Camisea.....	29
Gráfico N° 11.- Bridas de la válvula de bloqueo.	29
Gráfico N° 12.- Brida abierta de la válvula de bloqueo.	30
Gráfico N° 13.- Venteo en la brida abierta de la válvula de bloqueo.....	30
Gráfico N° 14.- Válvulas de alivio.....	31
Gráfico N° 15.- Poblado Libertadores – Válvula TGP (vista A).	31
Gráfico N° 16.- Poblado Libertadores – Válvula TGP (vista opuesta A).	32
Gráfico N° 17.- Poblado San Felipe – Válvula TGP (vista B).....	32
Gráfico N° 18.- Poblado San Felipe – Válvula TGP (vista opuesta B).....	33
Gráfico N° 19.- Válvula de Bloqueo de TGP.	33
Gráfico N° 20.- Partes del sistema de almacenamiento.	36
Gráfico N° 21.- Localización de área y derecho de vía.....	37
Gráfico N° 22.- Bosquejo del diseño planteado.....	39
Gráfico N° 23.- Porc. de variación del precio del GN en boca de pozo.	43
Gráfico N° 24.- Porc. de variación del precio del GN en boca de pozo.	44
Gráfico N° 25.- Componentes del gasto mensual en GN.	45
Gráfico N° 26.- Estructura actual del sistema convencional.....	48
Gráfico N° 27.- Estructura propuesta.	48

1 CAPITULO I.- El problema de investigación.

El acceso al gas natural en el Perú para consumo residencial ha sido limitado, existiendo algunas alternativas como el GNC, pero no se han beneficiado grupos como los que existen a lo largo del recorrido del gasoducto, donde existen poblados con condiciones extremas de vida, tanto económica como climática, que no tienen acceso a los beneficios del gas natural y quienes son los que más lo necesitan.

Uso del gas natural con inclusión social, para pequeños poblados aledaños al recorrido del gasoducto de transporte de manera económica y comunitaria, contribuyendo a la mejora de las condiciones de vida de la población, dando acceso al recurso a quienes solo han visto pasar el gas natural desde Cusco hacia Lima e Ica.

Es importante porque la investigación permitirá beneficiar a muchas familias de extrema pobreza y/o condiciones desfavorables de frío extremo, con una propuesta innovadora, optimizando costos de inversión, operación y mantenimiento, así como la estructura tarifaria en beneficio de dichas poblaciones.

En este contexto se plantea: ¿Es posible proponer una alternativa de acceso a la energía a los pobladores de los pequeños poblados aledaños al recorrido del gasoducto de transporte del gas natural de Camisea - Perú?

2 CAPITULO II.- Revisión de la literatura sobre acceso a la energía.

2.1 El acceso a la energía a nivel internacional¹

De acuerdo a la International Energy Agency - IEA (2011), en el año 2009 cerca de 1,300 millones de personas, equivalente al 20% de la población mundial, no tenían acceso a la electricidad y cerca de 2,700 millones de personas no tenían servicios modernos de energía para cocinar sus alimentos. La mayor cantidad de esta población se ubicaba en África y Asia Oriental y principalmente en las zonas rurales, tanto para el caso de la falta de acceso a electricidad (un 85%) como para los que no poseían servicios modernos de energía para cocinar (un 81%).

¹ Esta sección se basa en Quintanilla, E., Vásquez, A.; García, R.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. Documento de Trabajo No 29, Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN, Perú.

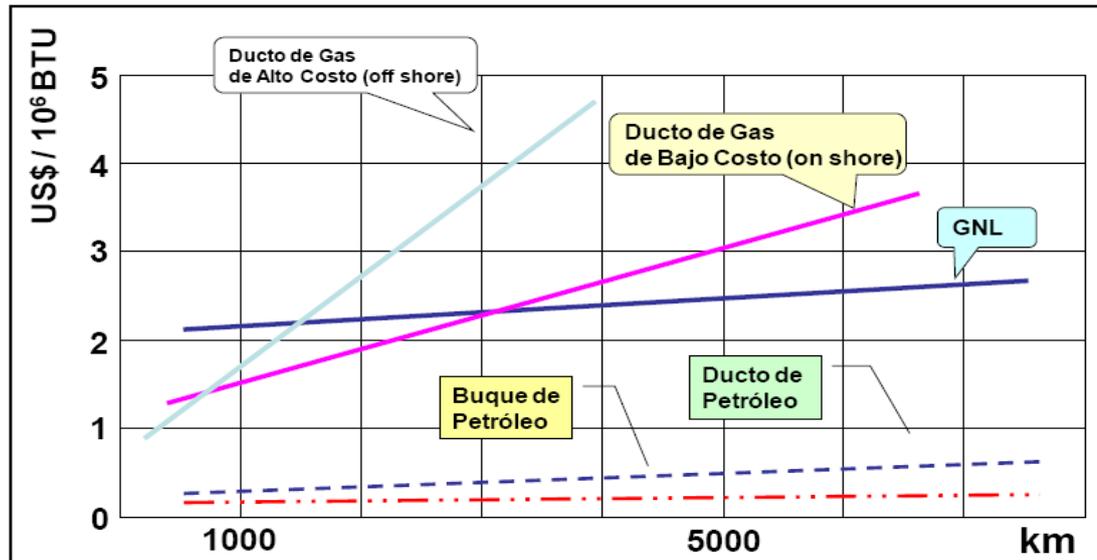
Asimismo, en los años recientes se ha llegado a cierto consenso sobre la necesidad de garantizar el acceso a la energía a toda la población como un derecho universal (OECD- IEA 2010, 2011). La cumbre mundial de desarrollo sostenible reconoció como objetivo prioritario el acceso a la energía entre los objetivos WEHAB (Water, Energy, Health, Agriculture, Biodiversity). Incluso la Organización de Naciones Unidas - ONU (2010) ha propuesto que para el año 2030 se garantice el acceso a la energía limpia a toda la población mundial. El rol de los Estados es identificar los instrumentos más adecuados para lograr este objetivo, el cual se sustenta principalmente en los efectos que tiene el acceso a la energía en términos de reducir la desigualdad e incrementar el desarrollo de las capacidades humanas de los ciudadanos. Esto nos hace reflexionar sobre la importancia del acceso igualitario a la energía y el desarrollo y ver el objetivo final: “es conveniente discutir las razones que justificarían que los Estados inviertan en al acceso universal a la energía”, situación a la que, siguiendo a la IEA (2011), podría llegarse cuando todos los hogares tengan un acceso confiable y asequible a facilidades para cocinar, una primera conexión eléctrica y luego un creciente nivel de consumo de electricidad que con el tiempo llegue a la media regional.

En un contexto de crecimiento económico y altos niveles de desigualdad como se observa en el caso peruano se justifican no sólo las políticas de redistribución directa de ingresos, sino de políticas más generales orientadas a mejorar las oportunidades económicas de la población que se encuentra en condiciones de pobreza, mejorando sus condiciones de vida y potencialidades y contribuyendo a la sostenibilidad del crecimiento económico en un entorno de mercado. En este sentido, el acceso a la energía y otros servicios básicos puede contribuir de forma importante a la igualdad de oportunidades, contribuyendo al desarrollo de capacidades en la población a través de la mejora de la calidad de vida, lo que se reflejará en una mayor capacidad de generación de ingresos y mejora en los indicadores de desarrollo del país.

2.2 Alternativas tecnológicas para el acceso

Existen diversas opciones tecnológicas de acceso a los energéticos, una de ellas es la ampliación de la red de distribución de gas natural y la construcción de nueva infraestructura de transporte por ductos así como los ramales desde los nuevos yacimientos, pero para que los ductos tradicionales tengan costos accesibles se requiere normalmente de niveles de demanda importantes, pues de lo contrario el gas natural dejaría de ser un combustible competitivo respecto a los derivados del petróleo. Asimismo, una segunda opción para zonas cercanas a la infraestructura ya existente es el uso del gas natural comprimido (GNC) donde los costos unitarios son menores para pequeñas distancias en las cuales se pueden aprovechar las economías de escala generadas por la tecnología de compresión del gas. Una tercera opción es llevar gas natural licuado desde el sur de Lima bajo algún acuerdo con el consorcio de la planta de Gas Natural Licuado (LNG por sus siglas en inglés) a algunos puntos de almacenamiento y regasificación en determinadas regiones. También existe una alternativa todavía no discutida referida al uso de la tecnología Gas To Liquids (GTL). En el gráfico N° 1 del estudio muestra los costos de transporte de las principales alternativas tradicionales pudiendo apreciarse que la conveniencia de una u otra depende de la magnitud de las distancias a ser recorridas.

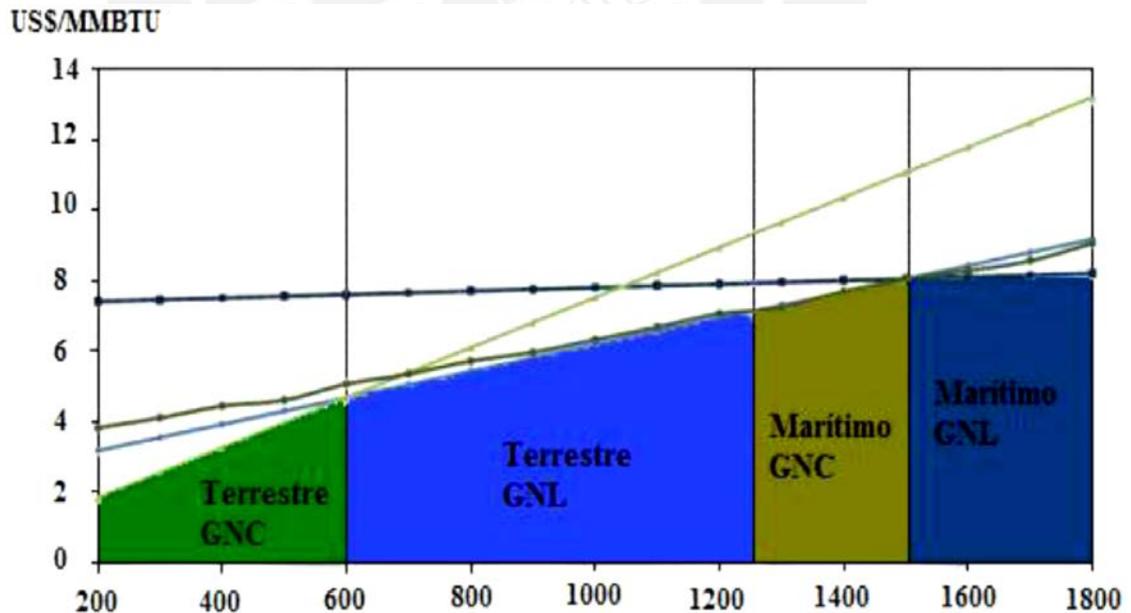
Gráfico N° 1.- Costos de transporte de gas natural y petróleo.



Fuente: Vásquez (2011)

Asimismo en el gráfico N° 2 del estudio se muestra los costos de transporte cuando se analizan las opciones de llevar gas natural a zonas con demandas no tan grandes:

Gráfico N° 2.- Costos medios de transporte de gas natural para demandas pequeñas.



Fuente y Elaboración: Ramirez (2012)

Iriza y De Moya (2010)² discuten los criterios de selección entre los diferentes medios de transporte del gas natural como son los gasoductos y los buques metaneros. Realizaron el análisis de las limitaciones que presentan los medios de transporte, partiendo de las ventajas y desventajas que brindan cada uno. Además de ello realizaron una serie de comparaciones en donde se ven reflejados aspectos ambientales, políticos y económicos que son importantes a la hora de escoger el medio para el transporte del gas. También indican que respecto al diseño y posterior construcción de un gasoducto, debe tomarse en cuenta la distancia y las elevaciones que tomará el ducto a lo largo del recorrido, por medio de un estudio de la ruta, ya que mientras más larga sea la distancia a la que se desea llevar el gas natural y las condiciones de elevación del terreno sean más irregulares, las instalaciones del gasoducto serán más complejas. De igual manera, los gasoductos como cualquier otra instalación, necesitan cada ciertos periodos de tiempo, operaciones de mantenimiento, para el buen funcionamiento y durabilidad del mismo. Todas estas consideraciones están directamente relacionadas con los costos que pueda generar la inversión en la construcción de estos sistemas de transporte.

La instalación de un gasoducto es rentable cuando la distancia que hay desde el punto de partida y el punto de destino para transportar el gas a venta no es prolongada y siempre y cuando la demanda en el consumo lo justifique. A lo largo del gasoducto se ubican estaciones de compresión que requieren de una inversión significativa, por lo que mientras más largo sea el gasoducto, más se invertirá en dichas estaciones, y el costo del gasoducto será más elevado.

Finalmente presentan como conclusiones que los gasoductos son una alternativa de transporte ideal para el transporte del gas a venta a distancias relativamente cortas y donde la complejidad del terreno no se vea tan marcada.

² Esta sección se basa en Astrid Valentina Iriza Rivera y Ana Carolina De Moya De La Hoz: Evaluación de los diferentes criterios de selección entre Gasoductos y Buques Metaneros para el transporte del Gas Natural. Trabajo De Grado. UNIVERSIDAD DE ORIENTE (Barcelona). Año 2010. Disponible en <http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2806/1/080-TESIS.IQ.pdf>.

Asimismo las autoras comentan respecto al proyecto del gasoducto del Mercosur que uniría Venezuela, Brasil, Uruguay y Argentina, señalando que se tiene una visión de este proyecto en estudio considerando los aspectos sociales, económicos, ambientales y políticos. También se hace énfasis en el caso de no elegir la construcción del gasoducto sino que se envíe el gas natural por medio de un buque metanero, tomando en cuenta de igual manera todos los aspectos para elegir dicho medio.

Gráfico N° 3.- Proyecto del gasoducto del Mercosur.



Fuente: Astrid Valentina Iriza Rivera y Ana Carolina De Moya De La Hoz

Los costos de transporte del gas aumentan en relación al incremento de la distancia recorrida hasta los puntos de llegada.

En el transporte del gas a venta se producen pérdidas de energía, las cuales deben ser aprovechadas de la mejor manera para la reducción de los costos de transporte.

Para el transporte del gas natural por gasoductos, las pérdidas de presión se compensan instalando a lo largo de la línea de tubería estaciones de compresión, mientras que para los buques metaneros, el gas natural licuado que se evapora en los tanques, se aprovecha como combustible.

2.3 Instrumentos para el acceso y conflictos de objetivos

Los instrumentos que podrían usarse para lograr metas de acceso a la energía tomando en cuenta sus posibles ventajas y desventajas, incluyéndose la discusión de un fondo de acceso integral a la energía, ha

generado un debate en el Perú, principalmente, sobre la naturaleza del tipo de acceso que se quiere garantizar y los costos que ello puede traer para la sociedad en su conjunto. El debate ha motivado que se establezcan objetivos tales como el “acceso universal” a fin de garantizar que los ciudadanos tengan acceso a la energía, aunque sea de forma limitada y con una calidad inferior. El mandato de acceso universal, por ejemplo, ha motivado políticas en el sector telecomunicaciones que estimulen la instalación de teléfonos públicos en los poblados alejados. En cambio, el “servicio universal” es entendido como una situación bajo la cual los consumidores poseen el servicio de manera individual y personalizada en condiciones de calidad y precio de acuerdo a sus preferencias, y está asociado a una etapa de desarrollo maduro de la industria energética.

Por otro lado se menciona respecto a que en el diseño de las tarifas de servicios públicos se pueden tener diferentes objetivos, algunos de los cuales pueden entrar en potencial conflicto con el objetivo clásico considerado en la teoría de la regulación estándar que refiere a la “eficiencia económica” (i.e., que cada usuario pague los costos unitarios que requiere la provisión del servicio). Por ejemplo, se suele considerar como objetivo deseable del diseño tarifario la “equidad” (e.g., que se considere el acceso igualitario de los consumidores al uso del servicio)³ y el autofinanciamiento⁴.

El conflicto entre los objetivos de eficiencia y equidad puede aparecer si en una industria de tamaño reducido o para un número de consumidores limitado, los costos de los diferentes tramos de la red no se repartieran adecuadamente entre los usuarios que hacen efectivamente uso de estos.

A nivel conceptual, el estudio señala que debe tenerse en cuenta que un sistema tarifario bien diseñado, que incluso no tenga consideraciones de

³ De acuerdo a Quintanilla, E., Vásquez, A.; García, R.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. Documento de Trabajo No 29, Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN, Perú. El concepto de equidad tiene diferentes interpretaciones en la literatura económica. Por un lado, la equidad puede ser vista en un sentido relativo, por ejemplo, que los usuarios de mayores ingresos asuman una mayor proporción de los costos de ofrecer el servicio por parte de un concesionario regulado, lo cual se puede introducir mediante cambios en las funciones de bienestar social con el uso de ponderadores asociadas a los niveles de ingreso de los consumidores (un dólar gastado por un consumidor pobre en el servicio pesa más que un dólar gastado por un consumidor rico), tal como propone Feldstein (1972). Por otro lado, la equidad también puede entenderse en sentido absoluto, por ejemplo que los usuarios accedan al servicio sin importar su nivel de ingresos (tal como se cita en el texto principal) independientemente de que ellos puedan pagar o no por el servicio.

⁴ Se puede consultar un análisis de estos posibles conflictos en Gallardo (1999) y una discusión más detallada en cuanto al diseño de tarifas en Navajas y Porto (1990)

equidad explícitas, tiene efectos positivos sobre el acceso al servicio. Así, es posible diseñar diferentes esquemas tarifarios que busquen maximizar el bienestar (medido como la suma del excedente de los consumidores y productores⁵ en un mercado determinado) y comparar sus resultados entre sí. Un esquema tarifario más eficiente reduce la pérdida de eficiencia social asociada a niveles de producción diferentes a los vinculados con la venta al costo marginal, los cuales muchas veces no son factibles en las industrias con características de monopolio natural tales como el transporte y la distribución de gas natural. Esta reducción de la ineficiencia social suele estar asociada con el incremento en el acceso de los consumidores al servicio.

Así, en el caso de un monopolio natural que produce un solo producto, pero donde se puede aplicar un esquema de discriminación de precios de tercer grado, se pueden implementar tarifas del tipo Ramsey - Boiteux⁶ donde se carga un mayor precio a los usuarios que exhiben una menor sensibilidad en su consumo ante cambios en los precios (i.e., menor elasticidad - precio de la demanda⁷). Este esquema busca que todos los costos de la empresa sean recuperados en el sistema tarifario (maximiza el “bienestar” sujeto a la restricción que los ingresos obtenidos por la empresa regulada sean iguales a los costos) y elimina los problemas asociados a la necesidad de subsidios si vendiera cobrando los costos marginales. En algunos casos, sin embargo, los usuarios con menor elasticidad, es decir los que tienen menos opciones de sustituir el producto, pueden ser en muchos casos los más pobres. Ello genera críticas a este criterio⁸.

⁵ El excedente del consumidor se define como la diferencia entre lo máximo que está dispuesto a pagar un consumidor por un bien (precio de reserva) y lo que efectivamente paga. El excedente del productor se define como la diferencia entre el precio de un bien y el costo marginal de cada unidad producida.

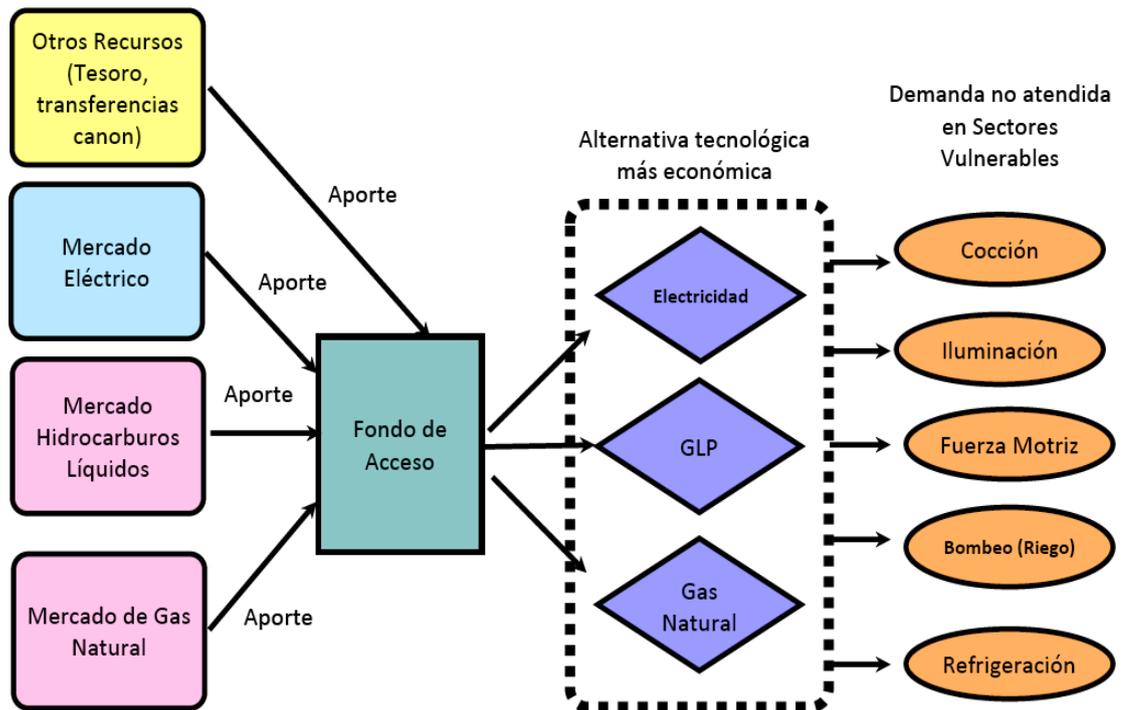
⁶ Al resolver el problema de maximización del bienestar estándar con la restricción de equilibrio financiero (restricción de participación) sin considerar restricciones de compatibilidad de incentivos (asociados con la información asimétrica que tiene el regulador respecto a la empresa regulada), se llega a la siguiente fórmula: $p_i(q_i) - CM_i(q) / p_i(q_i) = -\lambda / (1+\lambda) \times 1/\epsilon_i$, donde λ es el multiplicador de Lagrange de la restricción que la firma no debe incurrir en pérdidas (equilibrio financiero), $CM_i(q)$ representa el costo marginal de q_i y ϵ_i la elasticidad - precio de la demanda. La fórmula indica que la desviación porcentual del precio respecto al costo marginal para el bien i debe ser inversamente proporcional al valor absoluto de la elasticidad de la demanda en el mercado i (ver capítulo 3 de Berg y Tschirhart, 1988).

⁷ La elasticidad - precio de la demanda es una medida de la sensibilidad de la cantidad demanda de un bien ante un cambio en su precio, manteniendo constantes todas las demás variables que afectan a la cantidad demandada

⁸ Un modelo que utiliza el esquema de Ramsey pero que incorpora explícitamente consideraciones de equidad es el planteado por Feldstein (1972) donde se introducen ponderaciones en el excedente de los consumidores para considerar las diferencias en la utilidad marginal del ingreso.

El Gráfico N° 4 un esquema de la conceptualización del fondo de masificación de energía partiendo de la unificación de las fuentes de ingresos. La forma como se determinaría el uso de los recursos recaudados por el Fondo debería incluir el uso de criterios que busquen la optimización del uso de los recursos teniendo en cuenta el impacto esperado en la población objetivo.

Gráfico N° 4.- Diseño del fondo unificado de acceso universal a la energía.



Fuente: Quintanilla, E., Vásquez, A.; García, R.; Salvador, J. y D. Orosco (2012)

Por otro lado el estudio narra las experiencias internacionales sobre el fomento del acceso y uso de la energía en Sudamérica como referentes importantes para la experiencia peruana, describiendo los avances alcanzados en el caso Argentino, Colombiano, Uruguayo y El Salvador.

En una segunda parte del estudio se presenta un diagnóstico del acceso a los diferentes energéticos en el Perú y se discuten los instrumentos utilizados y evalúan las políticas de acceso en el Perú, incluyéndose la iniciativa recientemente aprobada por el gobierno peruano sobre la creación del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).

En los comentarios finales el estudio precisa también algunos elementos que deben tenerse en cuenta para mejorar las políticas de acceso a la energía como la necesidad de un enfoque integral, así como de evaluar la magnitud

de las metas establecidas y generar información en base a estudios de demanda, perfiles de consumo, mejorar estimaciones de costos de los combustibles alternativos e incluir aspectos medioambientales.

2.4 Problemática del acceso rural en el Perú

El Perú tiene 1'294,000 km² aproximadamente y administrativamente está dividido en: 25 Regiones, 194 Provincias, 1,828 distritos y 70,000 centros poblados de los que el 90% son rurales con menos de 300 habitantes⁹.

Según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), para el año 2013 en el Perú existía 8 millones de hogares de los cuales el 76% corresponden a hogares en el área urbana y el 24% viviendo en áreas rurales, en condiciones bastante difíciles:

- Dispersión geográfica de las comunidades.
- Baja densidad de la población. Migración a la ciudad.
- Bajo nivel educativo.
- Pobreza y extrema pobreza.
 - Alta vulnerabilidad a los cambios de tiempo y clima
 - Mal alineamiento entre aptitudes y ocupaciones.
- Insalubridad y mínima infraestructura de servicios públicos.
- Integración limitada a las cadenas productivas.
- Alto costos de producción y acceso limitado a fuentes de financiamiento.

Por otro lado, el INEI define el área rural y los criterios de agrupación y selección, de la manera siguiente:

Área rural.

Es el territorio integrado por los centros poblados rurales y que se extienden desde los linderos de los centros poblados urbanos hasta los límites del distrito.

Centro poblado rural.

⁹ Esta sección se basa en Villanueva: Acceso universal a las Tecnologías de la Información y la Comunicación en las zonas rurales del Perú - Tesis para optar el Grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos - PUCP

Es aquel que no tiene más de 100 viviendas contiguamente ni es capital de distrito; o que teniendo más de 100 viviendas, éstas se encuentran dispersas o diseminadas sin formar bloques o núcleos.

Asimismo señala que en la exposición de motivos del DS 024-2008-MTC se introduce la definición de área rural, acorde con el Anexo al Capítulo 14 – Telecomunicaciones - del Acuerdo de Promoción (APC) suscrito por el Perú con los Estados Unidos de América, que extiende lo expresado en el párrafo anterior:

“Se propone considerar como área rural a los centros poblados que cumplan con las siguientes condiciones:

- No formen parte de las áreas urbanas según el INEI.
- Cuenten con una población de menos de 3000 habitantes, según el censo poblacional del INEI o su proyección oficial, de ser ésta más reciente.
- Escaso de servicios básicos, entendiéndose por estos a las capitales de provincia o distrito que carezcan al menos de un servicio público de telecomunicaciones esencial.

Un “lugar de preferente interés social” es tal si pertenece al grupo de “distritos considerados en el quintil 1, quintil 2 o quintil 3 de acuerdo con el mapa de la pobreza publicado por el Fondo de Cooperación para el desarrollo Social – FONCODES y que no se encuentren en la definición de área rural... (y) cumpla con algunos de los supuestos previstos”.

2.5 Problemática del transporte de gas natural en el Perú

Es evidente que a estas alturas Camisea, ya presenta serios problemas en el transporte y suministro de Gas Natural¹⁰, tenemos que en la actualidad el gas de Camisea, sólo está disponible en los departamentos de Lima e Ica.

Así mismo, señala el autor que la gran preocupación actual en la industria del Gas Natural, está enfocada en la capacidad del transporte por ello cabe preguntarse ¿Cuál es el problema al que el demandante de gas se enfrenta en la actualidad? Podríamos decir que son dos distintos (i) ¿Existe o no

¹⁰ Esta sección se basa en Luis Alberto Sarango Seminario (2010) - CONTROL O NO CONTROL DE FUSIONES EN LA INDUSTRIA REGULADA: Extendiendo el caso del Sector Eléctrico al Mercado de Gas Natural - Tesis para optar el Grado de Magister en Regulación de los Servicios Públicos - PUCP

suficiente capacidad de producción? y (ii) ¿Hay o no hay suficiente capacidad en el transporte?

Por otro lado señala el autor, que podemos decir que un problema a corto, mediano y largo plazo es la capacidad en el transporte, se sabe que el gasoducto construido por Transportadora de Gas del Perú (TGP) presenta problemas en su tramo selva y sierra, sin embargo, quienes compran gas para la industria o para la producción eléctrica no necesitan el gas de forma inmediata, sino que adquieren el bien obligándose a pagar un monto fijo por el cargo denominado reserva de capacidad, ello implica que pagan por el bien, lo usen o no lo usen. A este tipo de compra también se le denomina suministro de gas de tipo firme muy usada por el sector industrial y eléctrico. Por otro lado, el autor describe que debido a que los sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos (gas natural, principalmente) constituyen monopolios naturales, se requieren establecer condiciones imparciales y neutrales para el acceso al servicio, de modo tal que se garantice la competencia, es decir el acceso abierto.

Asimismo señala que La Ley Orgánica de Hidrocarburos establece que la distribución de gas por red de ductos es un servicio público debido que su objeto es llegar a una masa de usuarios (consumidores finales), los cuales en su mayoría deberían ser residenciales. Por el contrario, el transporte de hidrocarburos por ductos no recibe tal calificación, puesto que solo usuarios con altos volúmenes de consumo pueden acceder a la red principal, es decir los consumidores independientes.

El Acceso Abierto es una obligación impuesta por el Estado al Concesionario en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, que exige el cumplimiento de principios, como tratamiento equitativo, publicidad, transparencia, libre competencia, entre otros. Sin embargo, también se precisa que en casos de concesiones otorgadas vía licitaciones o concursos, podrán establecerse restricciones al acceso, por razones de promoción, y por períodos determinados (competencia limitada).

Sin embargo, existe una restricción legal al libre acceso la misma que está prevista en el segundo artículo del Decreto Supremo Nro. 018- 2004 EM,

debido a que le otorga a TGP, exclusividad en el transporte de gas natural del lote 88¹¹.

Asimismo el autor señala que existe la Ley denominada Ley de Descentralización del acceso al consumo de gas natural Ley 28849, recomienda a quienes explotan el Gas Natural ver la posibilidad de reducir los precios de este recurso para los consumidores de provincias fuera de Lima y Callao, dejando la posibilidad de una decisión unilateral de las empresas de rebajar o no el precio del hidrocarburo. Entiéndase esta medida como posibilidad de incentivo para el uso del Gas natural para el desarrollo de la industria en las provincias del Perú.

2.6 El proyecto de Camisea

El Gas Natural en el Perú proviene principalmente de los reservorios ubicados en la zona de Camisea, que se encuentra a unos 500 kilómetros al este de la ciudad de Lima, capital del Perú, en la vertiente oriental de la cordillera de los Andes, en el departamento del Cusco. Está situada en el valle del Bajo Urubamba¹².

¹¹ **Segunda- Restricciones al libre acceso.-** durante los 10 primeros años contados a partir en la puesta en operación comercial de la concesión otorgada mediante Resolución Suprema Nro. 101- 2000 EM, toda capacidad de la red de transporte del concesionario deberá ser destinada a transportar el gas natural producido por el productor titular del Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos del lote 88 , Camisea (...)

¹² Talavera Herrera, Hugo Alfonso (2010) – OBTENCIÓN DE GAS NATURAL LICUADO PRESURIZADO: GNLP - Tesis para optar el Grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural - UNI

Gráfico N° 5.- Ubicación de Camisea.



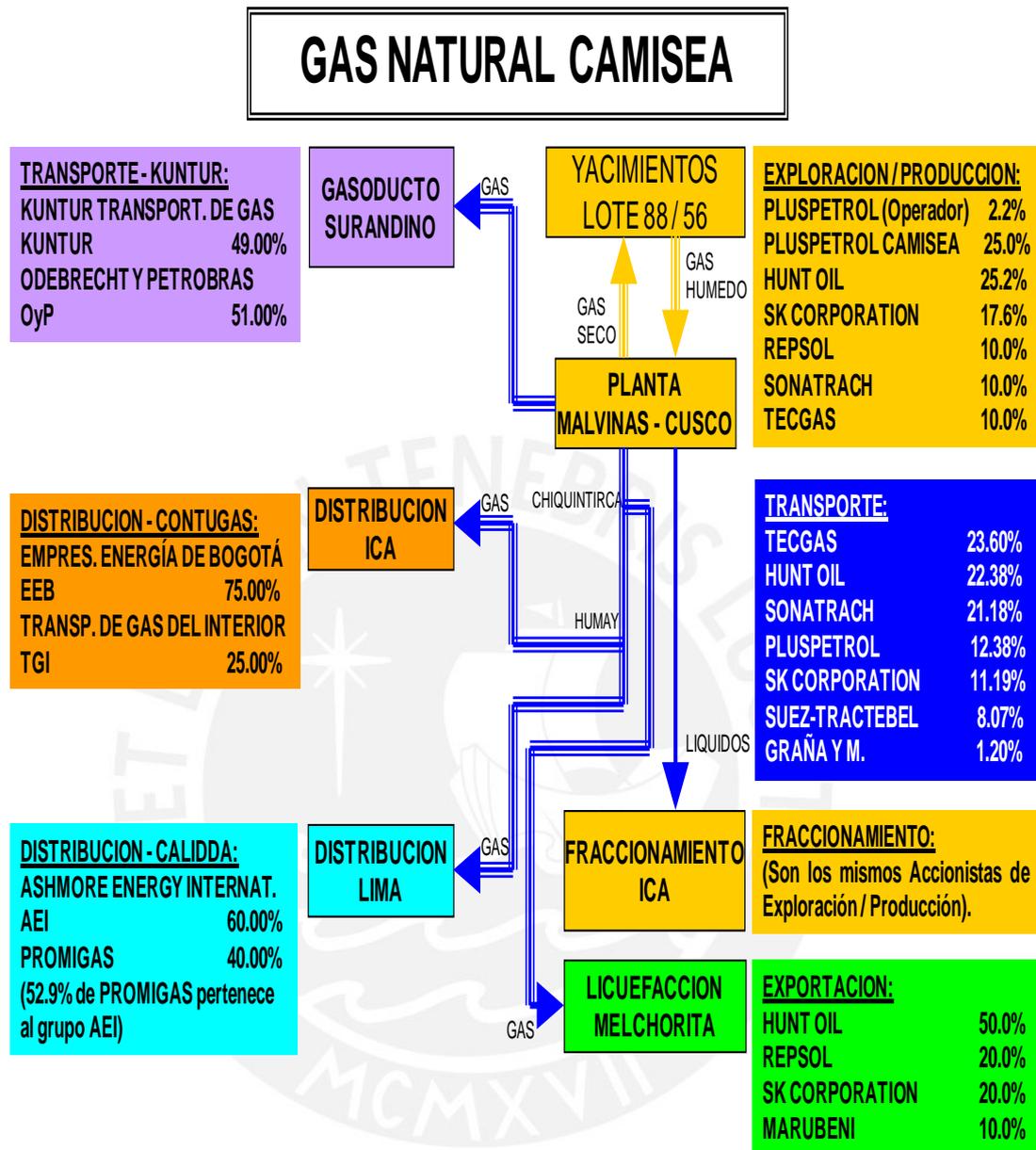
Fuente: Ipega – mayo 2010

Las reservas de Camisea son de gran importancia para todos los peruanos pues tienen el potencial de reducir las importaciones de energía, mejorar la posición de la balanza de pagos, reducir los precios de la electricidad, crear nuevos puestos de trabajo, atraer nuevas industrias al país y generar una cantidad significativa de ingresos por tributación.

La producción cuenta con un contrato de licencia, en el cual el estado otorga el derecho de explorar y/o explotar el hidrocarburo, recibiendo a cambio una contraprestación llamada regalía.

Por otro lado, el accionariado que conformaba la cadena de gas natural en el Perú, se encontraba distribuido de la siguiente manera:

Gráfico N° 6.- Estructuración del Gas Natural de Camisea en el Perú.



Fuente: elaboración del autor. Dic. - 2010

Asimismo, recopila un mapa del sistema de transporte para darnos una idea de que el gasoducto de transporte pasa por diferentes poblaciones de extrema pobreza desde cusco hasta Ica y Lima:

Gráfico N° 7.- Recorrido de los ductos del proyecto Camisea.



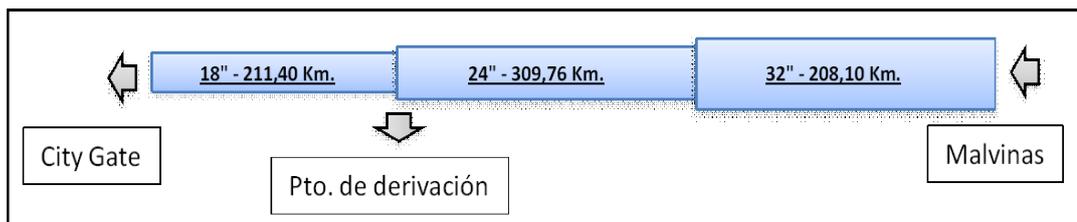
Fuente: TGP

El Sistema de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate, está constituido por un ducto de 729.30 Km. de longitud aproximada, estructurado de la siguiente forma:

- Un primer tramo de 208.10 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 32” (pulg.).
- Un segundo tramo de 309.76 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 24” (pulg.).y
- Un tramo final de 211.40 Km. de longitud, con un diámetro de tubería de 18” (pulg.).

El recorrido de la línea de transporte es desde el campamento de Malvinas en la Selva del departamento del Cusco, hasta el City Gate en Lurín-Lima. Tal como se muestra en la siguiente figura:

Gráfico N° 8.- Dimensiones del gasoducto de Camisea.



Fuente: Latin Energy

Los contratos sobre los servicios públicos utilizan el esquema BOOT (Build, Own, Operate, Transfer) lo que significa: construir, ser propietario, prestar el servicio y finalmente transferir al Estado la propiedad de los bienes de Concesión.

En la actualidad los concesionarios que se encuentran operando son los que se muestran a continuación:

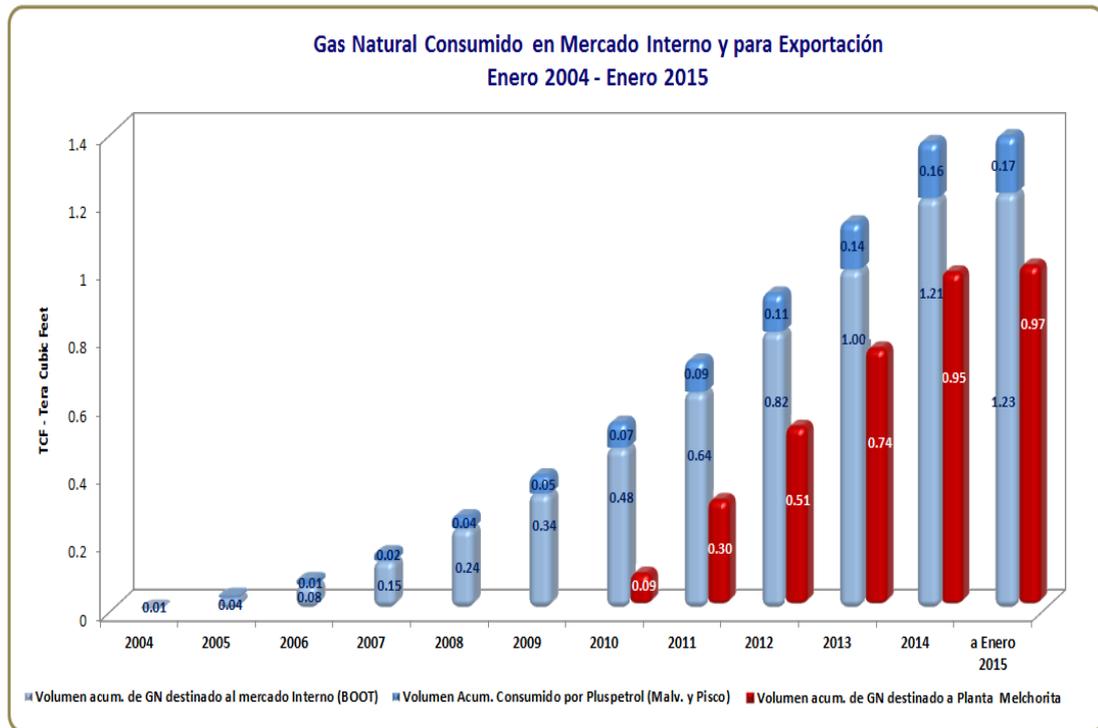


La concesión de transporte de gas natural hacia el sur del Perú fue entregada a la empresa Kuntur, respecto a la cual se resolvió el contrato siendo otorgado al Consorcio Gasoducto Sur Peruano (GSP) conformado por ODEBRECHT y Enagás. El Proyecto contempla la construcción y posterior operación y mantenimiento del gasoducto con más de 1.000 km de longitud, desde la zona de selva hasta la costa del Perú, y comprende el reforzamiento del sistema de transporte de gas natural y líquidos existente, impactando directamente en el desarrollo de las regiones de Cusco, Arequipa, Moquegua, Puno, Apurímac y Tacna, sin embargo a la fecha no se ha determinado quienes serían los concesionarios de la etapa de Distribución de gas natural en los departamentos por donde pasará el transporte:



La Puesta en Operación comercial de los Sistemas de Transporte de Gas Natural de Camisea al City Gate y del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao se llevó a cabo el 20 de agosto del 2004. Desde el año 2004 hasta enero del 2015 se han consumido aproximadamente 2.5 TCF de los 12.5 TCF estimados de reservas probadas de gas natural, es decir 20%:

Gráfico N° 9.- Consumo de las reservas de Camisea.



Fuente: Osinergmin

De acuerdo a las estadísticas de British Petroleum al 2010, el Perú tiene un ratio R/P de 48 años, es decir los años que tendría gas natural al mismo ritmo de producción y sin que aumentasen las reservas probadas. De manera similar pero al 2012, de acuerdo a las estadísticas de British Petroleum, el Perú tiene un ratio R/P de 27.9 años. La disminución del ratio R/P es debido al inicio de la exportación del GNL en el año 2010 a casi la mitad del horizonte inicial, sin embargo no resta la posibilidad de seguir explorando y desarrollando pozos de gas natural con la finalidad de extender dicho ratio.

2.7 Fondo de Inclusión Social - Energético: FISE

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) se crea con la Ley N° 29852 en abril del 2012, con el propósito de llevar energía menos contaminante a poblaciones más vulnerables en todo el país, a través de tres fines:

- La masificación del gas natural para viviendas y vehículos.
- La ampliación de la frontera energética utilizando energías renovables.
- La promoción para el acceso al GLP (balones de gas doméstico) en los sectores vulnerables urbanos y rurales.

Los recursos económicos del FISE provienen de:

- Los grandes consumidores de electricidad.
- El servicio de transporte de gas natural (Gas de Camisea).
- La producción e importación de combustibles.

Con el dinero recaudado el FISE puede llevar a cabo la ejecución de sus tres fines y también financiar proyectos energéticos adicionales, promovidos por el Ministerio de Energía y Minas en beneficio de más peruanos.

El fondo está dirigido a personas que pertenecen al sector vulnerable del Perú, ya sea en el sector rural o rural-urbano.

Cada uno de los tres fines del FISE poseerá un perfil específico de beneficiario. Es decir, los requisitos para recibir el beneficio en la masificación de gas natural pueden ser muy distintos a los que se establezcan en la ampliación de frontera energética

Proyección de los Ingresos y Egresos del FISE (S/.)

Recaudación	2014	2015	2016	2017
Total Ingresos	-	433,481,044	351,898,997	351,898,997
Egresos GLP	-	200,885,245	218,164,219	235,445,984
Egresos GN	-	261,578,000	267,953,000	245,978,000
Egresos AFE	-	37,600,000	37,600,000	56,400,000
Saldo	484,151,485	417,569,284	245,751,062	59,826,075

Elaboración: Fondo de Inclusión Social Energético

3 CAPITULO III.- Objetivos.

3.1 Objetivos

3.1.1 Objetivo general

Proponer una alternativa de acceso a la energía para los pobladores aledaños al recorrido del gasoducto de transporte del gas natural de Camisea.

3.1.2 Objetivos específicos

- Determinar los puntos comunitarios a lo largo del recorrido del gasoducto de transporte de gas de Camisea - Perú.
- Evaluar la demanda potencial - efectiva y la accesibilidad de las zonas aledañas a los puntos comunitarios.
- Determinar las características técnicas del suministro comunitario.
- Determinar la estructura tarifaria óptima del suministro comunitario.
- Determinar los aspectos de mejora en las condiciones de vida de las poblaciones aledañas.

4 CAPITULO IV.- La Propuesta.

4.1 Definiciones:

Considerando lo recogido en los antecedentes bibliográficos y en el marco de referencia de la presente tesis se tiene como definiciones los siguientes términos:

Punto de Acceso: Entendiéndose como el lugar físico donde se encuentran las válvulas de bloqueo del gasoducto de transporte de gas de Camisea – Perú con su respectivo bypass en diferentes puntos a lo largo del recorrido del mismo.

Suministro Comunitario: Entendiéndose como el lugar físico que cuenta con las facilidades para mejorar las condiciones de vida de las poblaciones aledañas al recorrido del gasoducto de transporte de gas de Camisea – Perú.

Acceso abierto: Es una obligación impuesta por el Estado al Concesionario en el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.

Demanda potencial: Es la demanda que está en el área de influencia de los puntos de acceso.

Demanda efectiva: Es la demanda que quiere el servicio y está dentro del área de influencia, es decir los que estarían dispuestos a ir al suministro comunitario.

MAPO: El gasoducto de transporte de gas natural de Camisea fue diseñado para operar con una presión máxima en cabecera o de presión de operación (MAPO) de 147 barg.

La presión mínima esperada: en el punto de entrega Lurín, establecido en el contrato Boot es de 40 bara.

Pequeños poblados: Conjunto de viviendas alto-andinas de bajos recursos formado por muy pocas casas.

4.2 Diseño Técnico

4.2.1 Punto comunitario de suministro:

Es el referido a las válvulas de bloqueo existentes en el recorrido del gasoducto, las mismas que cuentan con un bypass físico externo pero con conexión directa al gasoducto enterrado, con válvulas de accionamiento manual tanto antes de la referida válvula como de manera posterior a la misma. La distancia máxima entre las válvulas esféricas de la línea principal fue establecida de acuerdo al código ASME B 31.8, por ejemplo para la Clase 1 División 2 (con un factor de diseño de 0.72) se tiene un máximo de 20 millas (32.2 Km). Ésta es la clase predominante a través del ducto según señala el Manual de Operaciones del sistema de transporte elaborado por la compañía de gas del Amazonas. El detalle de del sistema de bloqueo se muestra en la fotografía de campo de la visita de un supervisor de OSINERGMIN:

Gráfico N° 10.- Válvula de bloqueo del gasoducto de Camisea.



Fuente: fotografía de visita de campo de supervisor de OSINERGMIN

Gráfico N° 11.- Bridas de la válvula de bloqueo.



Válvulas de GN (amarilla) y GNL (anaranjada) de TGP

Gráfico N° 12.- Brida abierta de la válvula de bloqueo.



Válvula de GN de Perú LNG. Para ventear se saca la brida

En la siguiente fotografía de campo se puede apreciar la continuidad de la presión del gasoducto con el bypass que puede servir de alimentación como punto de suministro comunitario:

Gráfico N° 13.- Venteo en la brida abierta de la válvula de bloqueo.



Venteando una válvula de gas natural de TGP (amarilla)

Asimismo se puede apreciar en la siguiente vista las válvulas de alivio del sistema de transporte que no son materia a considerarse en la presente tesis:

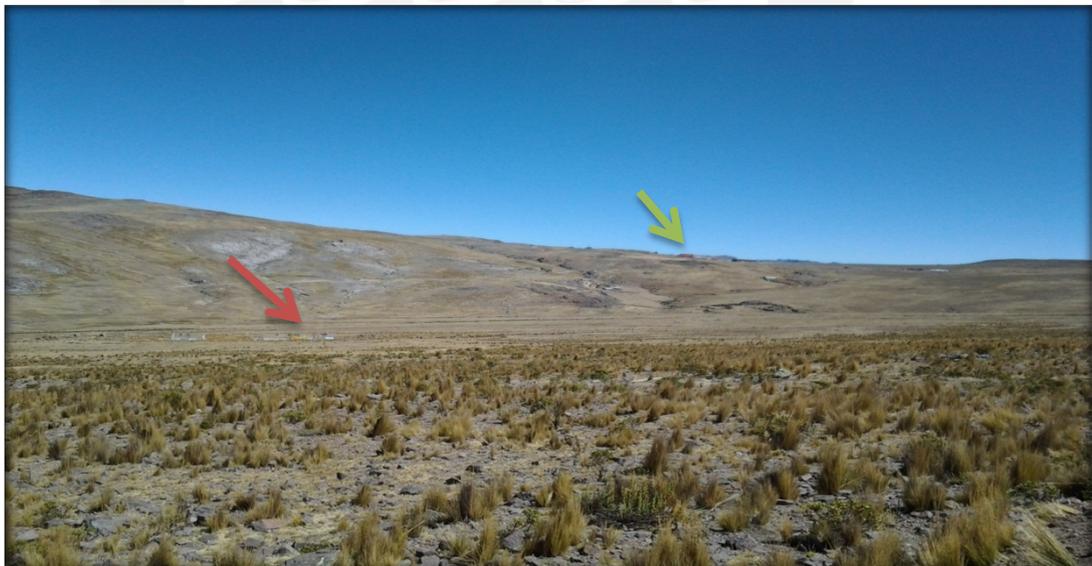
Gráfico N° 14.- Válvulas de alivio.



Válvulas de alivio en PRS2 Ducto de LGN (color naranja es NGL) de TGP

En las siguientes fotografías de campo se puede apreciar la ubicación de alguno de los poblados respecto a los puntos de suministro comunitario:

Gráfico N° 15.- Poblado Libertadores – Válvula TGP (vista A).



Fotografía: Propia

- ➔ Válvula de Bloque XV-10013 / XV-50012 (Transportadora de Gas del Perú)
 - ➔ Poblado Libertadores (km148, carretera Libertadores-Wari)
- Distancia aproximada 1 kilómetro.

Gráfico N° 16.- Poblado Libertadores – Válvula TGP (vista opuesta A).



Fotografía: Propia

- Poblado Libertadores (km148, carretera Libertadores-Wari)
- Válvula de Bloque XV-10013 / XV-50012 (Transportadora de Gas del Perú)

Distancia aproximada 1 kilómetro

Gráfico N° 17.- Poblado San Felipe – Válvula TGP (vista B).



Fotografía: Propia

- Poblado San Felipe (km 179, Carretera Libertadores-Wari)
- Válvula XV-10012 / XV 50011 (Transportadora de Gas del Perú)

Distancia aproximada 2 kilómetros

Gráfico N° 18.- Poblado San Felipe – Válvula TGP (vista opuesta B).



Fotografía: Propia

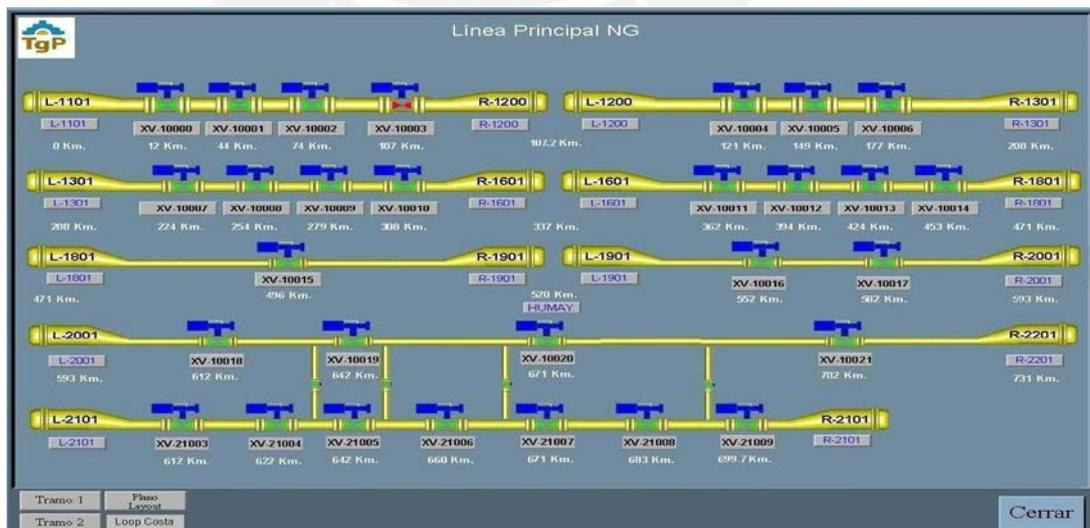
- Válvula XV-10012 / XV 50011 (Transportadora de Gas del Perú)
- Poblado San Felipe (km 179, Carretera Libertadores-Wari)
Distancia aproximada 2 kilómetros.

4.2.2 Determinación de los puntos comunitarios de suministro:

El sistema de transporte cuenta con 22 válvulas esféricas de paso total, con actuadores de gas, en la línea principal.

El gas de alimentación para las válvulas de bloqueo de línea principal será provisto desde el mismo ducto de NG.

Gráfico N° 19.- Válvula de Bloqueo de TGP.



Fuente: TGP

Pero dado que se busca mejorar condiciones de vida debido a temperaturas extremas, se ha determinado por conveniente analizar el recorrido del gasoducto desde el kilómetro inicial en Echarate - Cusco hasta el kilómetro 520 en Humay - Ica, por lo tanto solo se considerará las 16 válvulas de bloqueo existentes en dicho recorrido.

La determinación de los puntos de suministro a lo largo del recorrido del gasoducto de transporte se ha obtenido de la información del Concesionario donde la válvula de corte correspondiente al gas natural es la XV100xx y las de los líquidos del gas natural es la XV500xx; para el caso de la primera válvula que inicia en el departamento de cusco se encuentra superpuesta, pues no se logra apreciar en la información del Manual de Operaciones: Ver Anexo 3.

4.2.3 Sistema de almacenamiento:

Luego de obtenido el punto de suministro, se necesitará un punto de almacenamiento para garantizar la continuidad del servicio en el suministro comunitario, este diseño es de significativa importancia porque inferirá en la modificación de la estructura tarifaria.

En ese sentido, se contará con batería de cilindros de acero dispuestos de manera vertical u horizontal, cuya función es almacenar el gas que se obtenga del bypass de las válvulas de bloqueo a una presión aproximada a la presión que se tenga en el gasoducto de transporte, es decir a un promedio estimado de 100 bar y que posteriormente pasará al suministro comunitario por medio de tuberías que estarán conectadas a la batería de los cilindros.

Estas baterías de cilindros están dispuestos generalmente en grupo de 10 o 12 unidades, firmemente asegurados a una estructura metálica y en las que todos los recipientes cilíndricos están vinculados a un colector, a efectos que el conjunto actúe como una unidad. Estas baterías de cilindros son usados en las Estaciones de Servicio para almacenamiento de GNV, es decir se encuentran comercialmente en el mercado siendo más económico su adquisición que el diseño mecánico para que opere a la

presión de trabajo señalada, aunque no se descarta la posibilidad de su fabricación por un tema de optimización de costos.

La batería de almacenamiento cuenta con válvulas individuales para los cilindros, válvula esférica manual de bloqueo general de salida, válvulas de exceso de flujo, válvula de seguridad por sobre presión y tuberías de interconexión en acero inoxidable. Lo particularidad es que el llenado de los mismos se podría hacer por vasos comunicantes, es decir que los recipientes alcancen la presión a la que se encuentra el ducto.

De acuerdo a lo señalado en la NTP 111.019, los cilindros contarán con válvula de seguridad que se accionará entre el 15 % al 20 % por encima de la máxima presión de operación, sobre este punto se tendría que setear, es decir modificar su mecanismo de apertura para que los porcentajes señalados sean aplicables a la nueva presión de trabajo en el diseño planteado. Las válvulas de seguridad deberán ser capaces de evacuar el máximo caudal de suministro ya sea de la válvula reguladora de ingreso de presión a la batería de cilindros o de la presión máxima que pudiese alcanzar el gasoducto donde correspondiera. Para flujos mayores y por prevención a la salida del bypass y antes del ingreso a las baterías de cilindros debería contar con una válvula de exceso de flujo a fin de no interferir con la función neumática de las válvulas de bloqueo, de ser el caso.

Asimismo dicha NTP señala que cada batería de cilindros de poseer diseño en cascada (diferentes niveles de presión) deberá tener su correspondiente manómetro con válvula de bloqueo y purga, de lo contrario solo será necesario un manómetro con válvula de bloqueo y purga para toda la batería.

Para conocer las diferentes partes de un sistema de almacenamiento de GNC típico solo basta con consultar el contenido de la siguiente dirección electrónica correspondiente a la empresa Aspro de Argentina <http://www.asprognc.com/descargas/storage.pdf> , la cual muestra:

Gráfico N° 20.- Partes del sistema de almacenamiento.



Sensor de presión Arranque – Parada:

Dispositivo de control de parada y arranque del compresor.

- 1. **Manómetro con venteo:** Indicador de la presión del almacenaje.
 - 2. **Válvula de Seguridad:** Sistema de seguridad que actúa en caso de sobrepresión.
 - 3. **Válvula de Exceso de Flujo:** Elemento de seguridad que bloquea la salida de gas ante un aumento brusco del flujo.
 - 4. **Válvula de Cilindro:** Dispositivo para apertura y cierre de cada cilindro; además cuenta con una válvula de seguridad por exceso de temperatura.
 - 5. **Válvula Manual de Cierre:** Dispositivo que permite manualmente el cierre total del pasaje de GNC hacia el surtidor.
 - 6. **Válvula Manual de Entrada:** Elemento que permite manualmente accionar el pasaje o cierre del GNC hacia los cilindros.
 - 7. **Válvula Antirretorno:** Componente que impide el retroceso de gas hacia el compresor.
- A. Entrada de gas desde compresor.
B. Salida de gas hacia surtidores.
C. Conexión eléctrica transductor de presión.
D. Venteo manual y de válvula de seguridad.

4.2.4 Sistema comunitario de suministro:

Es el lugar físico de “acceso comunitario” donde se brinda los beneficios del gas natural en el cual la población tenga acceso al agua caliente para su higiene, a cocinas comunitarias, así como un ambiente común a temperatura confort para estudios y/o reuniones de coordinación. Esto sería la base para que otros servicios indispensables para el desarrollo humano se logren de manera contigua, tal como internet, televisión, capacitación u otros beneficios puedan generarse a través de dicho punto común. No se descarta la posibilidad de un micro grupo electrógeno con alimentación a gas natural para generar energía eléctrica en cierto horario a fin de que los pobladores accedan a la información a través de la televisión, a la señal de internet y de telefonía local, medios que necesitan como base a la energía eléctrica.

Es importante tener en consideración la localización de área¹³ del centro comunitario y el derecho de vía, siendo el primero un área geográfica imaginaria a lo largo del gasoducto que transporta Gas Natural, de 1,600 metros de longitud y 200 metros de ancho a cada lado del eje del mismo (en sistema inglés: 1milla x 1/4milla), la cual es clasificada según el número y proximidad de las edificaciones actuales y previstas para la ocupación humana. Para cada localización de área se consideran los siguientes factores:

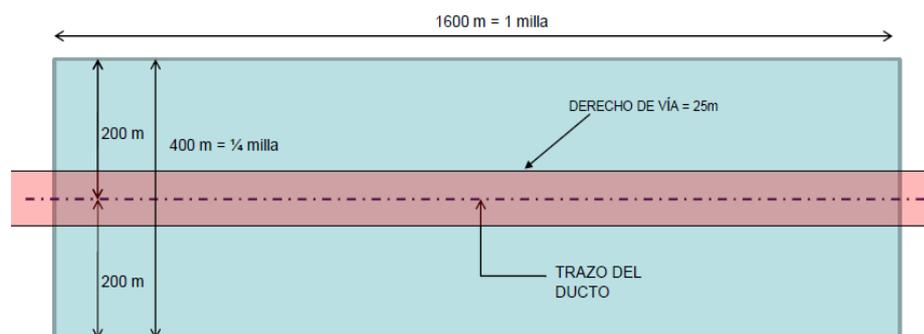
- las presiones de operación,
- los métodos de pruebas de las tuberías y
- la ubicación de las tuberías y accesorios a instalarse en esa área.

Es decir, que el centro comunitario tiene que construirse fuera de la localización de área a fin de no afectar las condiciones de seguridad con que se diseñó el gasoducto, para este caso se trata de una clase 1, la cual refiere a una sección con 10 o menos edificaciones previstas para la ocupación humana, por lo que inclusive podría estar dentro de la localización de área sin afectar sus condiciones de diseño:

Gráfico N° 21.- Localización de área y derecho de vía.

DETERMINACIÓN DE LA LOCALIZACIÓN DE ÁREA

LA CLASIFICACIÓN DEPENDE DEL NÚMERO DE VIVIENDAS COMPRENDIDAS EN EL ÁREA SOMBRADA

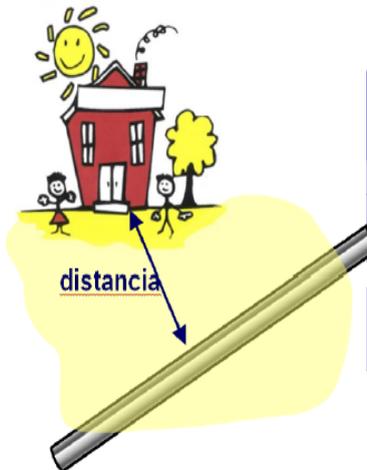


¹³ Art. 2.29° Definiciones; del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos Aprobado por D.S. N° 081-2007-EM; ASME 31.8 Sistemas de Tuberías para Transporte y Distribución de Gas, Numeral 855 Clase De Localidad Y Cambios En El Número De Edificios Destinados A La Ocupación Humana, (edición 2007).

Lo que es intangible, es el derecho de vía o derechos reales sobre predios de propiedad privada o estatal, según lo señalado por el artículo 94° del Reglamento de Transporte de Hidrocarburos aprobado por D.S. N° 081-2007-EM que indica que el Derecho de Vía debe ser 12.5 m a cada lado del eje de la tubería. Asimismo se señala que el MINEM y las autoridades competentes coordinarán con los Gobiernos Locales la no emisión de autorizaciones de construcción ni reconocerán nuevos derechos sobre áreas que modifiquen la Localización de Área, para ello se considerarán las normas de seguridad del Anexo 1 del D.S. N° 081-2007-EM, y se contará con la opinión previa de Osinergmin. Finalmente señala la norma, que determinada la Localización de Área, Osinergmin comunicará a la DGH y a los Gobiernos Locales la clasificación de todos los tramos del Ducto, con el objeto de que realicen las acciones necesarias para salvaguardar su calificación e impedir que se realicen acciones que las desvirtúen.

En ese sentido, es necesario respetar el derecho de vía, pero existe la posibilidad de estar dentro de la localización de área sin afectar la calificación o clase del trazado del gasoducto, es decir su clasificación como clase 1.

De acuerdo a la normativa para clase 1 y diámetro de tubería mayor a 12 pulgadas la distancia del eje del gasoducto al límite de las edificaciones debe ser no menor de 20 metros.



Distancia a la tubería de gas natural

	Diámetro de la tubería	Diámetro de la tubería	Diámetro de la tubería
	Ø < 6"	> 6" Ø < 12"	Ø > 12"
Clase 1 y 2	12.5 m	15.0 m	20.0 m
Clase 3	12.5 m	20.0 m	25.0 m
Clase 4	12.5 m	20.0 m	25.0 m

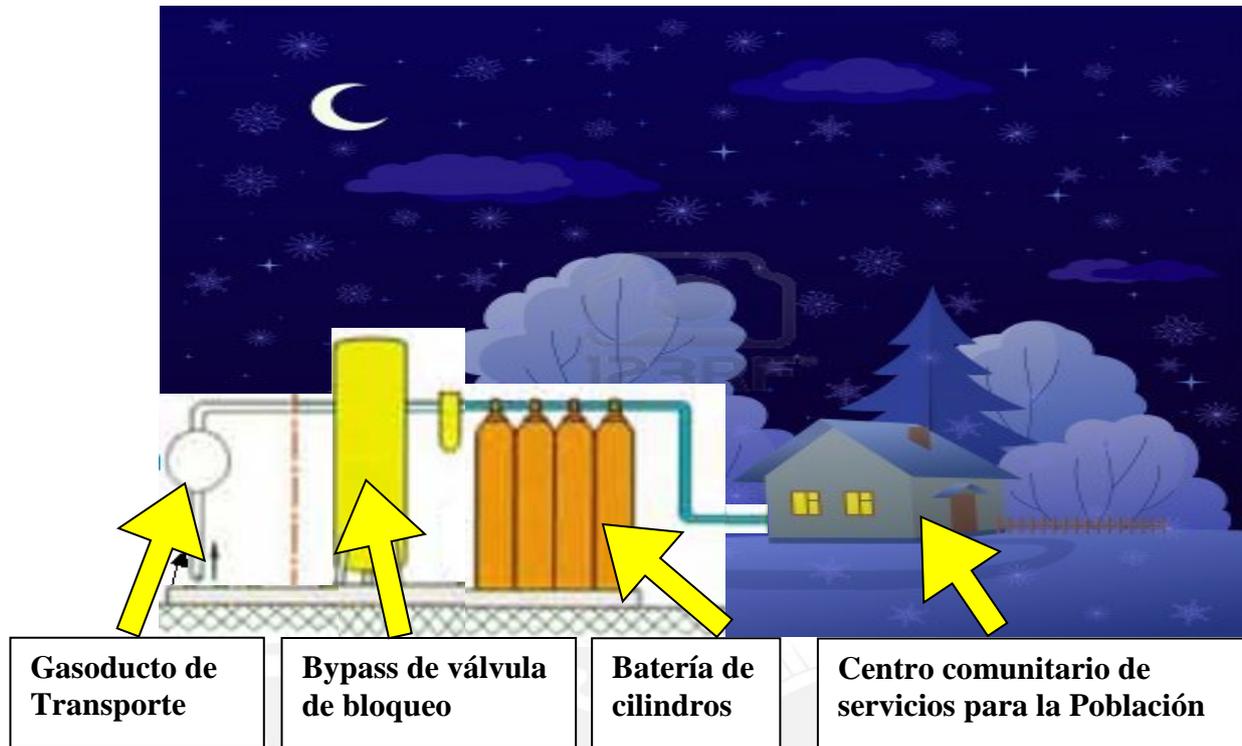
Distancia a tuberías de hidrocarburos líquidos	Los Ductos que transporten hidrocarburos líquidos deberán tener una distancia mínima de 12.5 m al límite de edificaciones.
---	--

(Art. 16° del Anexo I del D.S. N° 081-2007-EM)

4.2.5 Bosquejo del diseño planteado:

Acceso comunitario con servicios de agua caliente, cocina, ambiente a temperatura confort para lectura, reuniones, y para futuros servicios gracias al gas natural de Camisea:

Gráfico N° 22.- Bosquejo del diseño planteado.



Elaboración: Propia

4.3 Diseño Económico

De acuerdo con el marco regulatorio el precio del gas natural en boca de pozo es libre, pero en el caso del lote 88 posee un tope máximo establecido en su contrato de licencia.

La cláusula 8.4.4.1, del literal a) del contrato de licencia para la explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, fijó el precio realizado máximo de 1.00 US\$/MMBTU para el generador eléctrico y de 1.80 US\$/MMBTU para otros usuarios.

Generador eléctrico	➔	1.00 US\$/MMBTU
Otros usuarios	➔	1.80 US\$/MMBTU

El literal b) de la Cláusula 8.4.4.1 señalaba que el reajuste a partir del primer día de cada año, sería de acuerdo con el factor de actualización

$$FA = 0,5 \times \frac{FO 1_j}{FO 1_a} + 0,25 \times \frac{FO 2_j}{FO 2_a} + 0,25 \times \frac{FO 3_j}{FO 3_a}$$

Donde:

FO 1, FO 2 y FO 3 son los promedios aritméticos de las cotizaciones tomadas diariamente de los residuales USGC (Costa del Golfo de Estados Unidos) 1%, Rotterdam (1% de azufre) y New York 3% respectivamente.

Los factores base del denominador, señalados con el subíndice “a” de la fórmula precedente, se establecieron como fijos y correspondían a los precios promedios de los residuales del periodo base (01/12/1999 - 30/11/2000), mientras que los factores del numerador, señalados con el subíndice “j” se establecieron con variables y correspondían a los precios promedio del periodo variable (12 meses anteriores al mes de la fecha de cálculo).

$$P_t = P_a * FA$$

Donde:

P_t = Precio realizado máximo, aplicable al nuevo año calendario.

P_a = Precio realizado máximo, a la fecha de suscripción del contrato.

FA = Factor de actualización anual

Por otro lado, mediante carta dirigida al Ministerio de Energía y Minas en el mes de setiembre del 2006, la empresa Pluspetrol se comprometió a efectuar un descuento del 63% del precio en boca de pozo a los primeros cien mil usuarios residenciales o hasta alcanzar un máximo de 1,500 metros cúbicos de gas natural para cada uno. Asimismo, la empresa se comprometió a mantener, por un periodo de 6 años, el precio máximo en boca de pozo para el gas natural vehicular equivalente a 0.80 centavos de dólar por millón de BTU.

El 19 de diciembre del 2006 se renegoció el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 88, firmándose la quinta adenda a dicho contrato. La citada modificación establece una nueva metodología

para el cálculo del Factor de Reajuste a partir del primero de enero del año 2007, desvinculando de la canasta de precios internacionales a los tres tipos de residuales mencionados y vinculándola a los índices internacionales relacionados con la industria del gas natural y la energía. Según las modificaciones de dicha la adenda, la nueva fórmula de actualización es la siguiente:

$$FA = 0,60 \times \frac{\text{Ind } 1_i}{\text{Ind } 1_0} + 0,40 \times \frac{\text{Ind } 2_i}{\text{Ind } 2_0}$$

Los índices Ind1 e Ind2, son los promedios aritméticos del índice Oil Field and Gas Field Machinery (**WPS1191**) y del índice Fuel and related product sand power (**WPU 05**), publicado por el Department of Labor - USA. Los factores del denominador señalados con el subíndice "0", son fijos y corresponden al periodo base (Diciembre 1999 - Noviembre 2000), mientras los factores del numerador señalados con el subíndice "i" son variables y corresponden al promedio de los índices de los doce (12) meses anteriores a la fecha de cálculo. La actualización de precios máximos en boca de pozo se hace al primer día de cada año.

Por lo tanto, el precio del gas en boca de pozo es actualizado anualmente aplicando el factor FA al precio realizado máximo fijado a la fecha de suscripción del contrato:

$$P_t = P_a * FA$$

P_t = Precio realizado máximo, aplicable al nuevo año calendario.

P_a = Precio realizado máximo, a la fecha de suscripción del contrato.

FA = Factor de actualización anual.

En la renegociación del contrato se consideró que el primer ajuste se realizaría el primer día útil del año 2007, asimismo, durante los primeros 6 años contados a partir del 1º de enero de 2007, la aplicación del Factor de Ajuste no representaría un incremento acumulado anual en el precio realizado máximo mayor al 5% y durante los 5 años subsiguientes, el incremento acumulado anual de los precios realizados máximos, no superará el 7%. Asimismo, se consideró que el periodo de determinación

del Factor de Ajuste (FA) será considerando los 12 últimos índices publicados. Dicho factor será aplicable a partir del primer día hábil de cada año calendario.

Para la aplicación de la Actualización del Precio en Boca de Pozo para el año 2007 primero entramos a: <http://data.bls.gov/pdq/SurveyOutputServlet>; para obtener los valores del WPS1191 y WPU05

Año	1999	2000											Promedio	
Parámetros	dic-99	ene-00	feb-00	mar-00	abr-00	may-00	jun-00	jul-00	ago-00	sep-00	oct-00	nov-00	Suma	Aritmético
WPS1191	127,2	126,8	127,6	127,5	127,6	127,9	127,9	128,0	128,3	128,4	129,7	129,7	1536,6	128,05
WPU	87,0	88,4	93,1	96,1	93,7	96,6	107,4	107,1	105,1	112,7	113,7	112	1212,9	101,075

Año	2005	2006											Promedio	
Parámetros	dic-05	ene-06	feb-06	mar-06	abr-06	may-06	jun-06	jul-06	ago-06	sep-06	oct-06	nov-06	Suma	Aritmético
WPS1191	164,1	164,1	165,8	166,4	166,4	169,0	170,6	171,5	173,2	173,9	177,1	177,3	2039,4	169,950
WPU 05	172,1	175,6	163,5	163,8	170,5	172,9	171,5	173,4	176,6	163,8	148,5	158,4	2010,6	167,550

Ind1 ₀	Ind2 ₀	Ind1 _j	Ind2 _j	Ind1 _j /Ind1 ₀	Ind2 _j /Ind2 ₀	FA
128,05	101,075	169,95	167,55	1,327215931	1,657679941	1,459401535

$FA = 0,60 \times \frac{Ind\ 1_i}{Ind\ 1_0} + 0,40 \times \frac{Ind\ 2_i}{Ind\ 2_0}$	$P_t = P_a * FA$
--	------------------

P _a (2004)	FA	P _t (2007)	P _t (Aplicado 2007)	Dif %
1,8	1,4594	2,62692	2,3258	-11,46%

En el siguiente cuadro se puede comparar los precios calculados con la Fórmula de Actualización versus los precios realmente aplicados por la empresa:

Parámetros	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
F.A	1,4594	1,55251	2,12239	1,56987	1,6687	1,80733	1,8234
Pt (Calculado)	2,6269	2,7945	3,8203	2,8258	3,0037	3,2532	3,2821
Pt (Aplicado)	2,3258	2,4421	2,5642	2,6924	2,826	2,968	3,176
Diferencia	-28%	-13%	-32,90%	-4,70%	-5,90%	-8,80%	-3,20%

F.A.: Factor de actualización utilizando las fórmulas del contrato de licitación

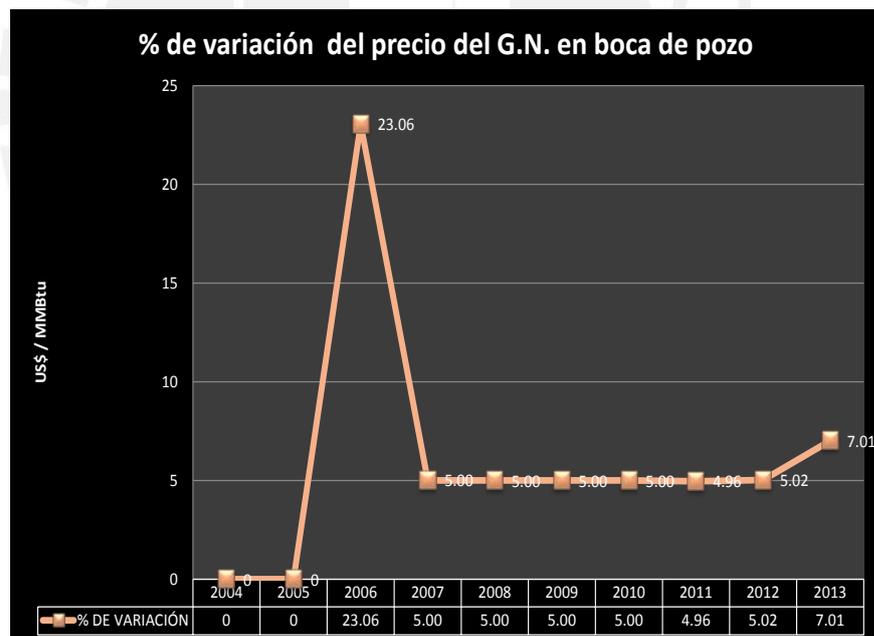
Pt (Calculado): Precio en boca de pozo, calculado utilizando el F.A.

Pt (Aplicado): Precios en boca de pozo, el que realmente se aplica.

Del cuadro, se desprende que los precios en boca de pozo aplicados por el concesionario, fueron menores a los precios calculado mediante la formula de actualización utilizando los índices de precios de WPU y WPS. Sin embargo, se aprecia que se ha cumplido con los topes máximos de reajuste equivalente al 5% durante los 6 primeros desde el 2007 y de 7% durante los años siguientes:

EVOLUCION DEL PRECIO DEL GAS NATURAL EN BOCA DE POZO PARA EL SECTOR RESIDENCIAL										
AÑO	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
PRECIO DEL G.N. (\$ / Mmbtu)	1.8	1.8	2.215	2.3258	2.4421	2.5642	2.6924	2.826	2.968	3.176
% DE VARIACIÓN	0	0	23.06	5.00	5.00	5.00	5.00	4.96	5.02	7.01

Gráfico N° 23.- Porc. de variación del precio del GN en boca de pozo.



Fuente: Datos reportado por OSINERGMIN y CÁLIDDA. Elaboración Propia.

Gráfico N° 24.- Porc. de variación del precio del GN en boca de pozo.



Fuente: Datos reportado por OSINERGMIN y CÁLIDDA. Elaboración Propia.

4.3.1 Estructura Tarifaria:

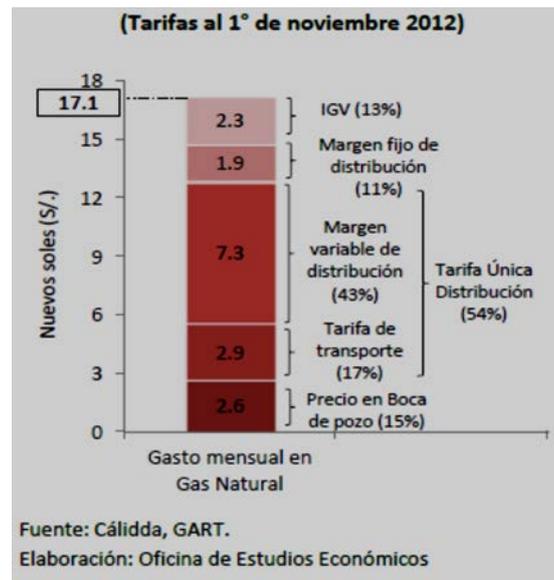
Según lo revisado en el marco teórico de la presente tesis se señala que la tarifa final del gas natural está compuesta por tres cargos:

- Precio en boca de pozo - P(gas bp),
- Tarifa de transporte – Transp.,
- Tarifa única de distribución - TU (que se divide en margen de distribución y margen de comercialización)

$$\text{Precio Final} = P(\text{gas bp}) + \text{Transp.} + \text{TU}$$

Asimismo se ha revisado que el componente de mayor peso es:

- Tarifa única de distribución, en particular el margen variable pues este representa el 54% del gasto total,
- seguido por la tarifa de transporte (17%) y por el precio en boca de pozo (15%).
- A través del presente gráfico se aprecia que el costo de boca de pozo es solo de 15%, es decir el precio del gas natural, y todo lo demás solo encarece el sistema, siendo necesario para que el mercado regulado funcione, dado que es un Monopolio Natural:

Gráfico N° 25.- Componentes del gasto mensual en GN.


Lo que se propone respecto al tema tarifario en la presente tesis, es buscar la optimización en temas de costos, esto se genera como consecuencia del diseño técnico planteado, es decir, en el esquema del monopolio natural, es más eficiente que un gasoducto de transporte lleve el gas desde los pozos de producción hacia la zona de demanda, en lugar de que lo lleven diferentes gasoductos de transporte. En el presente esquema se pretende hacer uso de una facilidad esencial ya instalada, por la cual los usuarios finales pagan un costo medio de transporte y respecto a la cual se ha determinado una asignación de capacidad, por lo tanto se busca hacer uso de dicha capacidad en horarios nocturnos (madrugadas) donde la carga del uso del gas disminuye.

Lo señalado líneas arriba lo podemos comparar con el caso de telecomunicaciones respecto a la tarifa plana de internet, por la cual se paga un cargo fijo todos los meses y se dispone de acceso las 24 horas del día, sin embargo el mayor uso del servicio se puede dar entre las 6:00 hasta las 23:00 horas, por lo tanto entre las 00:00 y 5:00 se podría acceder por un tercero con un finalidad social, previa autorización del dueño del servicio, sin que se genere un gasto adicional al servicio de tarifa plana de internet, pero en este caso es un poco complicado que un tercero esté usando el servicio en horario de madrugada.

En el caso del transporte de gas natural sucede algo similar a lo antes descrito, con la ventaja de que en el horario nocturno se puede extraer y almacenar gas natural para ser usado en horario regular. Esta extracción se haría a un servicio que paga un costo medio y cuya carga de capacidad baja en las madrugadas, dado que la demanda hace poco uso del gas natural en ese horario, por lo tanto, es factible poder eliminar el costo de transporte para el esquema planteado en la presente tesis. Asimismo cabe resaltar que la cantidad a extraerse comparada con la que se transporta es muy pequeña, prácticamente despreciable.

Los costos de distribución por lo general están asociados al sistema de tuberías y mano de obra por vías públicas, acometidas, válvulas, reguladores, medidores, etc. por domicilio de cada usuario. Lo que se plantea en la presente tesis, es que la demanda se acerque a la oferta a través de un acceso comunitario, asimismo, dado que no se está desarrollando redes no sería necesario los costos de distribución porque no habría crecimiento de redes, con lo cual todos los costos antes señalados en la distribución **serían prácticamente cero**, solo existiría un costo hundido en el desarrollo del suministro comunitario.

Finalmente, los costos de comercialización de un sistema convencional están relacionados a la emisión y entrega de facturas en cada domicilio, sistema de cobranzas, atención al cliente, análisis de viabilidad, habilitación del suministro, gestión de reclamos, entre otros. Para el presente caso, al tratarse de un sistema de acceso comunitario, los costos antes descrito **serían prácticamente cero**.

Los costos hundidos para desarrollar el punto de acceso comunitario pueden ser cubiertos por el estado de a través de subsidios cruzados o subvencionados por el **Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)**, si a esto si le sumamos la **exoneración de impuestos** y consideramos que los costos de transporte, distribución y comercialización son prácticamente cero, entonces se estaría pagando solo el costo del gas natural en boca de pozo (15% del precio final del gas natural), es decir, 85% menos del precio que actualmente se paga por el gas natural en las concesiones de

distribución, esto es considerando la estructura de precios que se señala en el gráfico 23 de la presente tesis.

Los costos de llevar gas natural a zonas rurales con medios de transporte convencional como el GNC o el GNL, generalmente son justificados por la demanda para que puedan ser autofinanciados, dichos costos incluyen el margen comercial, de operación y mantenimiento sobre la tarifa regulada de los concesionarios de las redes de distribución.

Finalmente la estructura tarifaria para este tipo de aplicación sería:

- Precio en boca de pozo **(se mantiene)**
- Tarifa de la red principal **(costo cero)**
- Margen de distribución **(costo cero)**
- Margen de comercialización **(costo cero)**

Es decir tarifa regulada a 85% menos de los precios actuales para usuarios de la categoría tarifaria A que paga aproximadamente 1 nuevo sol por cada metro cúbico de consumo y que haciendo la equivalencia energética con el consumo de un balón de GLP que tiene aproximadamente 14 m³ de gas natural (ver anexo 1), un usuario del concesionario pagaría aproximadamente 14 soles para su consumo energético equivalente a un balón de GLP que cuesta aproximadamente 35 nuevos soles. Es decir, que el costo para el mismo consumo de energía, sería, bajo el nuevo diseño, equivalente a un monto de aproximadamente 2.3 nuevos soles, es decir 93% menos de lo que cuesta el GLP, tal como se verá en la parte siguiente del presente numeral.

Bajo ese esquema se hace factible que el estado pudiese brindar las facilidades correspondientes y el subsidio posterior como un tema de inclusión social en aquellos poblados aledaños al recorrido del gasoducto de transporte de gas natural de Camisea.

Gráfico N° 26.- Estructura actual del sistema convencional.

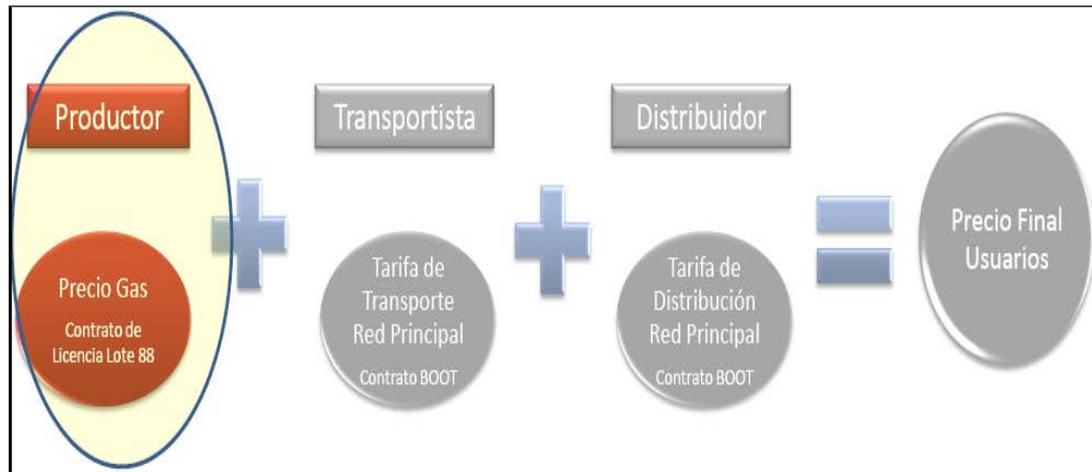
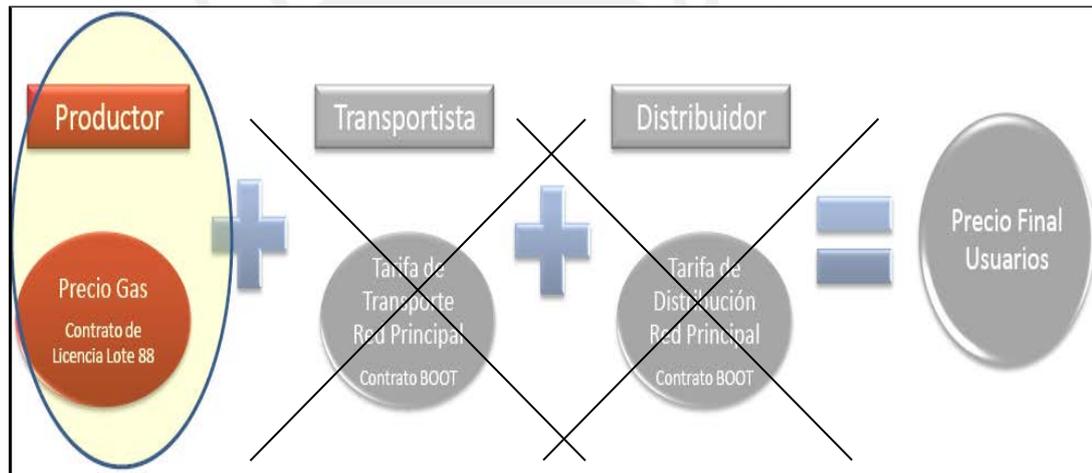


Gráfico N° 27.- Estructura propuesta.



4.3.2 Flujo de caja y VAN de la propuesta:

La evaluación consiste en hacer un análisis de los costos e ingresos del servicio propuesto en la presente tesis, sin embargo, cabe resaltar que al ser una propuesta de inclusión social, no se determina los ingresos y costos desde el punto de vista privado, sino que se requiere que el beneficio económico sea igual a cero y que los costos sean subsidiados por el Estado Peruano, ya sea desde un subsidio cruzado o por financiamiento del FISE.

Ingresos - Costos = Beneficios = 0 (Objetivo del regulador)

Ingresos = Costos

Pero: Costos = (Subsidio (Por inclusión social) + Capacidad de Pago)

Donde: Capacidad de Pago es casi nula (Referido a la disponibilidad de pagar por el servicio en zonas de extrema pobreza)

Por lo tanto:

Subsidio = (Costos del proyecto + Costos de Operación y Mantenimiento)

Este subsidio o monto financiado por el FISE se determinará cuando el flujo de caja del proyecto alcance un Valor Actual Neto (VAN) igual a cero, es decir, el valor en el cual económicamente el proyecto no tiene beneficios extraordinarios a una tasa determinada por el Estado Peruano, para buscar la participación de una Asociación Público Privada (APP).

Conocido el precio actual en boca de pozo en \$/MMBTu, se procederá al cálculo equivalente en Soles/m³:

GAS NATURAL	
1 MMBTU=	1000 PIE3 de GN
1 MMBTU=	28.32 M3 de GN
1 M3 de GN=	0.035314667 MMBTU
Costo de Boca de Pozo	3.18 US\$/MMBTU
Tipo de cambio	2.80 Soles/Dólar
	8.89 Soles/MMBTU
	0.31 Soles/m3

Asimismo se ha estimado una media de asistencia de 100 personas (aproximadamente 25 familias):

Consumo equivalente a 1 balón de GLP por persona (sm3 GN)	14.00	m3/mes
Consumo diario por persona	0.47	m3/día
Número de personas estimadas por día	100	
Caso en estudio (consumo diario)	46.67	M3/día

Se ha considerado un gasto en inversiones, con precios estimados de mercado y dependiendo de la zona podría haber variaciones, por lo que la información es referencial:

Costos de equipos y accesorios	
Terreno aprox. 100 m2	US\$ 2,000.00
Local	US\$ 5,000.00
Batería de 10 cilindros y accesorios	US\$ 30,000.00
Cocina, calefactores, etc.	US\$ 2,000.00
Obras y Otros	US\$ 1,000.00
	Total US\$ 40,000.00

Dado que la idea es que una Asociación Público Privada permita al Estado cumplir su rol social, es que se ha considerado una tasa de descuento de 12% para el privado y se busca que el VAN del proyecto sea igual a cero, con lo que el privado tendría una ganancia económica reflejada en su tasa de descuento. Por lo tanto aplicando la función objetivo del Excel determinaremos el monto de subsidio por m³ de gas que hace que VAN del proyecto sea igual a cero:

FLUJO DE CAJA Y VAN DEL PROYECTO						
SUMINISTRO COMUNITARIO DE GAS NATURAL						
Consumo aprox. (m3/día)	46.67					
Sensibilidad Costo GN	0%					
Costo Gas Natural (S./m3)	S/. 0.3140					
Sensibilidad Subsidio GN	0%					
Subsidio (S./m3)	S/. 2.3					
Tipo de cambio	2.8	Soles/US \$				
ANUAL	0	1	2	3	4	5
Inversion	S/. 112,000					
Terreno aprox. 100 m2	S/. 5,600					
Local	S/. 14,000					
Instalaciones	S/. 84,000					
Cocina, calefactores, etc.	S/. 5,600					
Obras y Otros	S/. 2,800					
Subsidios		S/. 38,839.21	S/. 38,839	S/. 38,839	S/. 38,839	S/. 38,839
Subsidios (aporte)		S/. 38,839.2	S/. 38,839.2	S/. 38,839.2	S/. 38,839.2	S/. 38,839.2
Subsidio total en US. \$						\$69,355.73
Egresos		S/. 7,769.32	S/. 7,769.32	S/. 7,769.32	S/. 7,769.32	S/. 7,769.32
Costos Materia Prima		S/. 5,328.74	S/. 5,328.74	S/. 5,328.74	S/. 5,328.74	S/. 5,328.74
Costos Gas Natural		5275.98	5275.98	5275.98	5275.98	5275.98
Otros	1%	52.76	52.76	52.76	52.76	52.76
Sensibilidad L. y S.	0%					
Gastos Limpieza y Seguridad		S/. 263.80	S/. 263.80	S/. 263.80	S/. 263.80	S/. 263.80
Limpieza y Seguridad	5%	263.80	263.80	263.80	263.80	263.80
Sensibilidad Mantto.	0%					
Gastos Mantto.		S/. 1,400.00	S/. 1,400.00	S/. 1,400.00	S/. 1,400.00	S/. 1,400.00
Mantenimiento de instalaciones de gas (500 Dolares/año)		1400.00	1400.00	1400.00	1400.00	1400.00
Gastos administrativos		S/. 776.78	S/. 776.78	S/. 776.78	S/. 776.78	S/. 776.78
Gastos administrativos	2%	776.78	776.78	776.78	776.78	776.78
Flujo economico	(S/. 112,000)	S/. 31,070	S/. 31,070	S/. 31,070	S/. 31,070	S/. 31,070
Flujo contable	(S/. 112,000)	(S/. 80,930)	(S/. 49,860)	(S/. 18,790)	S/. 12,280	S/. 43,349
VAN	S/. 0					
Tasa de descuento APP	12.00%					
TIR anual	12.00%					

Aquí se ha logrado que los beneficios extraordinarios sean iguales a cero y que los montos a subsidiarse sean los siguientes:

Monto de Subsidio total en US. \$ / punto de acceso	\$69,355.73
Inversiones	\$40,000.00
Total a subsidiar	\$109,355.73
Monto de Subsidio total en US. \$ en todo el Gasoducto	\$1,749,691.72
(16 válvulas de bloqueo como punto de partida)	

4.3.3 Beneficios de la propuesta:

Los beneficios de la propuesta es generar bienestar y ayuda social a los usuarios cuando acceden a la energía a través de los centros comunitarios, estos beneficios pueden ser valorados desde la perspectiva cuantitativa, como en los casos de los beneficios por calefacción, cocción de alimentos, higiene con agua caliente, ambiente de estudios y de reuniones a temperatura confort, iluminación, refrigeración, uso de radio/TV, internet, entre otros beneficios directos; pero muchos otros beneficios podrán ser valorados por los usuarios desde la perspectiva cualitativa, como son los beneficios por el incremento del tiempo destinado para lectura, al aprendizaje, a la mejora de la salud, la coordinaciones e integración como comunidad, entre otros beneficios indirectos. Si bien es cierto la propuesta estima costos del energético como fuente de generación de energía y otros usos, sin embargo el beneficio social a los pobladores que han visto pasar el gasoducto, prácticamente por debajo de sus pies, sería muy superior debido a la mejora en su calidad de vida, salud y en su desarrollo como comunidad, por lo que el ratio beneficio sobre costo sería mucho mayor que la unidad ($B/C \gg 1$).

5 CAPITULO V.- Análisis de resultados.

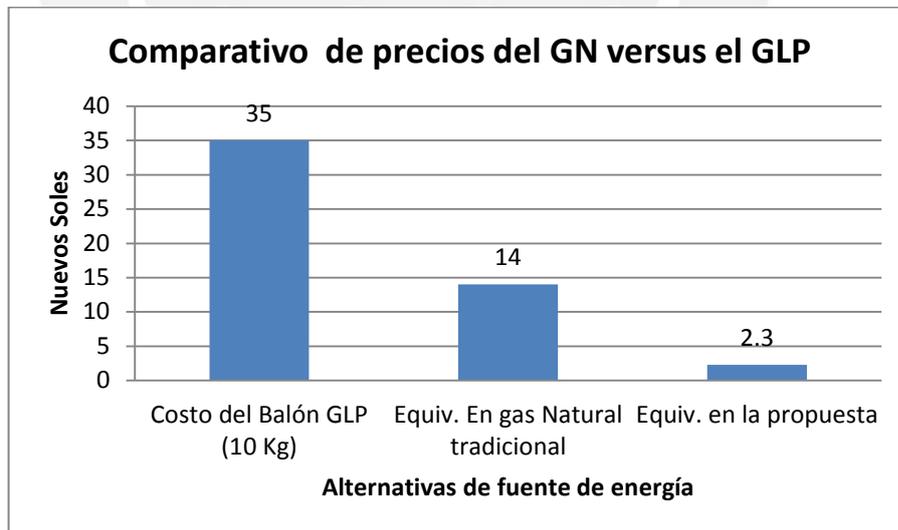
Para el análisis técnico se ha descrito cada una de las etapas que conforman el proceso para el suministro comunitario de gas natural, partiendo del bypass que acompaña a la válvula de bloqueo, desde el cual se puede colocar una configuración en "T" adicional para continuar con la salida normal en caso de venteo y en el otro extremo unir una tubería que permita alimentar la batería de cilindros de almacenamiento. La salida del gas de los cilindros sería el suministro de gas al local en el que se encuentre instalado las facilidades respectivas a fin de mejorar las condiciones de vida del poblador que llegue a dicho centro comunitario. Por lo tanto resulta técnicamente viable el diseño planteado.

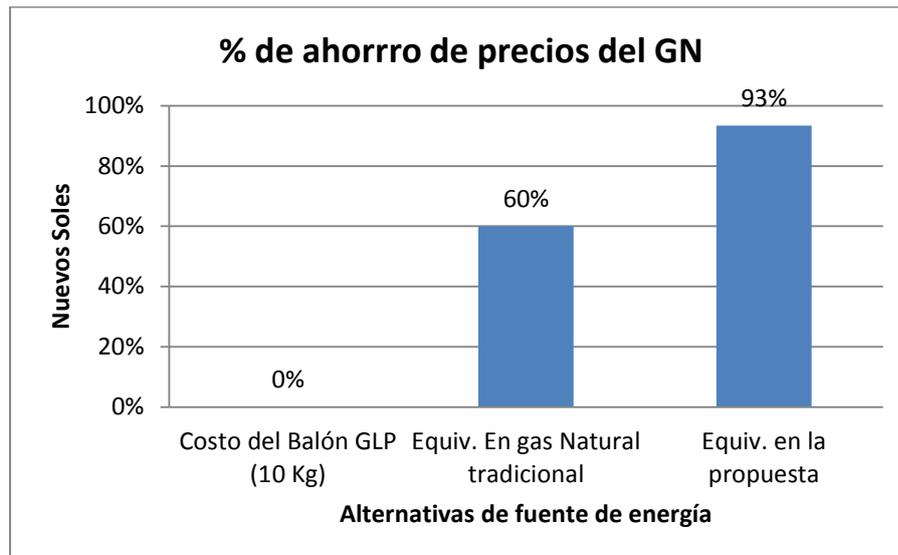
Para el análisis económico se ha considerado la Asociación Público Privada que permita sostenibilidad en la operación y eficiencia y a la vez cubrir el costo de oportunidad del privado interesado, por lo que se ha considerado

una tasa de descuento de 12% para el privado y se busca que el VAN del proyecto sea igual a cero, con lo que el privado tendría una ganancia económica reflejada en su tasa de descuento.

Dado que el objetivo buscado es un VAN igual a cero, **el resultado que se obtuvo es el precio de subsidio igual a S/ 2.3**, dicho precio refleja lo que el estado podría subsidiar de manera cruzada con otros grandes consumidores o como algún impuesto de solidaridad en el gasoducto de transporte o **con el fondo de inclusión social (FISE)**, pero independientemente de ello englobaremos en un cuadro lo relacionado al precio estimado de mercado del Balón del GLP de 10 kg cuyo costo es de aproximadamente S/ 35.00 nuevos soles, asimismo de acuerdo a lo calculado en el Anexo 1 referente al equivalente energético del gas natural tradicional por redes que nos dio como resultado un valor aproximado de 14 sm³, considerándose un precio estimado en lima de S/ 1 por m³, el resultado es un costo de S/ 14.00 nuevos soles, tal como se recoge en el siguiente cuadro:

Costo del Balón GLP (10 Kg)	Equiv. En gas Natural tradicional	Equiv. en la propuesta
35	14	2.3
0%	60%	93%





Monto de Subsidio total en US. \$

\$109,355.73

En caso sea factible aplicar en mismo sistema en cada uno de los 16 puntos a lo largo del gasoducto de transporte de gas natural de Camisea:

Monto de Subsidio total en US. \$ en todo el Gasoducto \$1,749,691.72
(16 válvulas de bloqueo como punto de partida).

6 CAPITULO VI.- Conclusiones y recomendaciones.

Conclusiones:

- a) En la tesis se ha mostrado que es factible usar una alternativa de acceso al gas natural para el suministro comunitario a pequeños poblados aledaños al gasoducto de transporte del gas de Camisea, sin realizar un tendido de redes y de costos adicionales que constituye llevar GNC o GNL o el mismo GLP a lugares de muy poca demanda. El subsidio tiene la finalidad de cubrir un proyecto de ayuda social a pequeños poblados que no pueden autogenerar un ingreso, para lo cual se ha estimado un VAN igual a cero, con la finalidad de eliminar beneficios extraordinarios, salvaguardando el rol del estado en la regulación, asimismo, los costos del servicio - incluyendo la operación y mantenimiento - podrían ser cubiertos por el FISE o alguna forma de subsidio en la cadena del gas natural, calculándose dicho valor

- de subsidio en 2.3 nuevos soles por cada m³ de gas natural que cada poblador utilice.
- b) Existen 22 válvulas de bloqueo para el gas natural a lo largo del gasoducto de transporte de las que se ha considerado 16 entre el tramo de Cusco y Humay, dado que en dicho tramo se encuentran las poblaciones más vulnerables con un clima de bajas temperaturas, a quienes apunta el objetivo de la presente tesis.
 - c) El Monto de subsidio total en US. \$ / punto de acceso es de aproximadamente \$109,355.73. En caso se opte por considerar los 16 puntos el monto de subsidio total ascendería a \$1,749,691.72
 - d) Una Asociación Pública Privada (APP) elegida por licitación, permitirá desarrollar, operar y mantener lo planteado en la presente tesis, con lo cual se podrá beneficiar a las integrantes de las pequeñas poblaciones que necesitan que el Estado contribuya en la mejora de sus condiciones de vida.

Recomendaciones:

- a) El gobierno podría considerar el subsidio correspondiente para hacer posible la viabilidad del proyecto a través del FISE y generar bienestar social a pequeñas poblaciones que se encuentran aledañas a los puntos de suministro comunitario.
- b) Asimismo, es recomendable que los gobiernos regionales promuevan o faciliten la extensión del presente proyecto a otros puntos en la línea del gasoducto, tal como las estaciones de Regulación PRS1 (Kp 453) y PRS2 (Kp 471) donde existen 2 válvulas de alivio generando así polos de desarrollo.
- c) En base al presente trabajo, se deja abierta la posibilidad de seguir investigando puntos de acceso común en las redes de transporte e inclusive de distribución por temas de inclusión social.

7 BIBLIOGRAFÍA.

- Quintanilla, E., Vásquez, A.; García, R.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). Acceso a la Energía en el Perú: Algunas Opciones de Política. Documento de Trabajo No 29, Oficina de Estudios Económicos – OSINERGMIN, Perú.
- Astrid Valentina Iriza Rivera y Ana Carolina De Moya De La Hoz: Evaluación de los diferentes criterios de selección entre Gasoductos y Buques Metaneros para el transporte del Gas Natural. Trabajo De Grado. UNIVERSIDAD DE ORIENTE (Barcelona). Año 2010. Disponible en [http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2806/1/080-TESIS.IQ.pdf](http://ri.biblioteca.udo.edu.ve/bitstream/123456789/2806/1/080-<u>TESIS.IQ.pdf</u>)
- Jesús Otto Villanueva Napurí: Acceso universal a las Tecnologías de la Información y la Comunicación en las zonas rurales del Perú - Tesis para optar el Grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos - PUCP
- Luis Alberto Sarango Seminario (2010) - CONTROL O NO CONTROL DE FUSIONES EN LA INDUSTRIA REGULADA: Extendiendo el caso del Sector Eléctrico al Mercado de Gas Natural - Tesis para optar el Grado de Magíster en Regulación de los Servicios Públicos – PUCP
- Talavera Herrera, Hugo Alfonso (2010) – OBTENCIÓN DE GAS NATURAL LICUADO PRESURIZADO: GNLP - Tesis para optar el Grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural - UNI
- Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural – Compañía operadora de gas del Amazonas
- A.; García, R.; Cueva, S.; Nario, T. y C. Salazar (2012). Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 1 – Número 2. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.
- Informes de supervisión de campo de supervisores de la División de Procesamiento y Transporte de la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de OSINERGMIN

- **NORMAS TECNICAS PERUANAS (NTP)**
 - NTP 101.001 Gas Natural Seco. Terminología Básica.
 - NTP 111.002 Gas natural seco. Calidad
 - NTP 111.005: Análisis de la composición del gas natural por cromatografía de gases
- **REGLAMENTOS DEL SECTOR HIDROCARBUROS**
 - Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos: Decreto Supremo N° 042-99-EM.
 - Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos: Decreto Supremo N° 015-2006-EM.
- **Páginas WEB consultadas:**
 - Ministerio de Energía y Minas: www.minem.gob.pe
 - Ministerio de Transportes y Comunicaciones: www.mtc.gob.pe
 - Organismo Superv. de Inversión en Energía y Minería: www.osinerg.gob.pe
 - Tecnologías del Gas Natural: www.inl.gov/lng/projects
 - Instituto de Petróleo y Gas de la UNI: www.ipegauni.edu.pe

8 ANEXOS.

8.1 Anexo 1.- Equivalencia GLP vs Gas Natural:

Equivalencia energética de un balón de GLP en metros cúbicos estándar de Gas Natural:



PROPIEDADES DEL GLP*

		Propano	GLP	Butano
COMPOSICION (%Vol.)				
Propanos	%	100.00	60.00	0.00
Butanos	%	0.00	40.00	100.00
PROPIEDADES FISICO/QUIMICAS				
Presión de Vapor a 37.8 °C	psig	208	160	70.00
Presión de Vapor a 0.0 °C	psig	70.00	48	15
Punto de Ebullición @ 1 Atm	°C	-42.1	-25.5	-0.5
Líquido:				
Gravedad Especifica @ 60/60°F (Agua=1)	---	0.5083	0.5389	0.5847
Densidad @ 15 °C	kg/gal	1.922	2.038	2.211
Vapor:				
Densidad Relativa (Aire = 1)	---	1.5225	1.7162	2.0068
INFLAMABILIDAD				
Límite Inferior (LEL), % Vol. Aire	%	2.00	1.80	1.50
Límite Superior (UEL), % Vol. Aire	%	9.50	9.30	9.00
COMBUSTION				
Volumen Aire/Gas para combustión (Ideal)		23.86	26.72	31.02
Poder Calorífico	BTU / kg	47,375	47,063	46,596
Poder Calorífico (Vapor @ 15°C)	BTU / m3	88,353	98,940	114,544
Poder Calorífico (Líquido @ 60°F)	BTU / gal	90,823	95,657	102,909

* Valores referenciales (No Oficiales)

Fuente: <http://www.slideshare.net/rgrados/propiedades-y-caractersticas-del-glp-9166571>

De la referencia extraemos las propiedades que necesitamos para hacer el cálculo respectivo:

PROPIEDAD DEL GLP (Fuente: Información Publicada por GFHL - OSINERGMIN)				
60% Propano y 40% de butano				
Poder Calorífico (Líquido a 60° F)	95,657.00	Btu / gal		
Densidad (Líquido a 15° C)	2.038	Kg / gal		

Obtenemos el equivalente energético de 1 MMbtu en kilogramos de GLP y de igual forma en metros cúbicos estándar de gas natural:

GLP				
Poder Calorifico				
PC	95657 Btu/Gl	1 galón=	0.095657 MMbtu	
		1 MMbtu=	10.45 galones de GLP	
		1 MMbtu=	21.31 Kilogramos de GLP	
GN				
Poder Calorifico Promedio				
Fuente: Contrato BOOT Lima				
Entre	8800	y	10300 Kcal/m3	
PC (asum. Mínimo)	8800 Kcal/m3			
				Estándar equivalente a:
	Pero	1 MMbtu=	252016 Kcal	1000.00 Pie3 de GN
				Estándar equivalente a:
	Entonces	1 MMbtu=	28.64 m3 de GN	1011.35 Pie3 de GN

Para la misma cantidad de energía (1 MMbtu) igualamos los kilogramos de GLP y de metros cúbicos estándar de gas natural, y despejamos el equivalente a 1 balón de GLP, cuyo peso de gas natural es de 10 kg:

Para una misma cantidad de energía = 1 Mmbtu tenemos:				
		28.64 m3 de GN	=	21.31 Kilogramos de GLP
	despejando:	1m3 de GN	=	0.7439 Kilogramos de GLP
	Invirtiendo:			
Para la misma cantidad de energía:		1 Kg GLP	=	1.34 m3 de GN
Finalmente:	1 BALON DE GLP (10 kg)	10 Kg GLP	=	13.44 m3 de GN
Unidad Recomendada:	1 BALON DE GLP (10 kg)	10 Kg GLP	=	14.00 m3 de GN

8.2 Anexo 2.- Cálculo de la densidad del Gas Natural:

Densidad del gas natural a condiciones estándar:

Cualquier transacción comercial debe ser corregida a la densidad señalada, cuando las condiciones de transferencia de custodia difieran de las condiciones estándar.

Se partirá de la composición molar del Gas Natural a Gas Natural a condiciones estándar¹⁴, por lo que es necesario conocer la densidad del Gas Natural a dichas condiciones.

COMPONENTES	FRACCION MOLAR
Nitrógeno (N ₂)	0.0106
Dióxido de Carbono (CO ₂)	0.0032
Agua (H ₂ O)	0.0000
Metano (CH ₄)	0.8937
Etano (C ₂ H ₆)	0.0857
Propano (C ₃ H ₈)	0.0065
Iso-Butano ((CH ₃) ₂ CH-CH ₃)	0.0002
Normal-Butano (C ₄ H ₁₀)	0.0001
TOTAL	1.0000

Luego, se
calculará el
peso
molecular

de cada uno de los componentes con una estimación básica de sus elementos:

$$M(N_2) = 28 \text{ g/mol}$$

$$M(CO_2) = 44 \text{ g/mol}$$

$$M(CH_4) = 16 \text{ g/mol}$$

$$M(C_2H_6) = 30 \text{ g/mol}$$

$$M(C_3H_8) = 44 \text{ g/mol}$$

$$M((CH_3)_2CH-CH_3) = 58 \text{ g/mol}$$

$$M(C_4H_{10}) = 58 \text{ g/mol}$$

¹⁴ DS 040-2008-EM: Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante D.S. N° 042-99-EM establece en su artículo 43°.- “El Gas Natural suministrado a los Consumidores deberá corregirse a condiciones estándar de presión y temperatura, entendiéndose como condiciones estándar una temperatura de 15,5 °C (60 °F) y una presión de 1013,25 milibar (1 Atm.).”

Por lo tanto el peso molecular del Gas Natural (MG) será la sumatoria de los productos de los pesos moleculares de sus componentes por su fracción molar respectiva:

$$MG = 0.0106 \times 28 + 0.0032 \times 44 + 0.8937 \times 16 + 0.0857 \times 30 + 0.0065 \times 44 + 0.0002 \times 58 + 0.0001 \times 58$$

$$MG = 17.6112 \text{ g/mol}$$

Para estimar la densidad se usará:

$$PM = \rho RT \quad \rightarrow \quad \rho = PM / RT$$

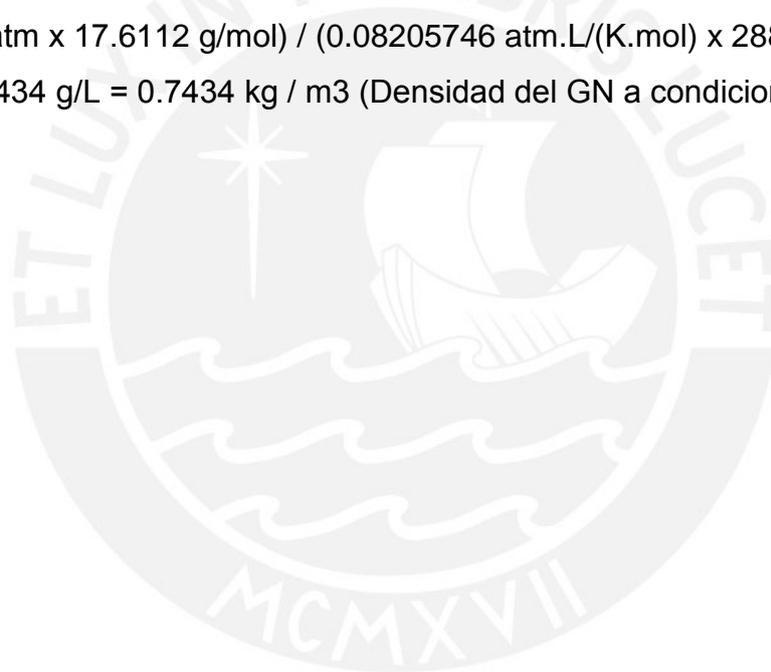
Convirtiendo la temperatura de Fahrenheit a Kelvin tenemos:

$$[K] = ([^{\circ}F] + 459.67) \times 5/9 = (60 + 459.67) \times 5/9 = 288.7056$$

Reemplazando valores para hallar la densidad:

$$\rho = (1 \text{ atm} \times 17.6112 \text{ g/mol}) / (0.08205746 \text{ atm}\cdot\text{L}/(\text{K}\cdot\text{mol}) \times 288.7056 \text{ K})$$

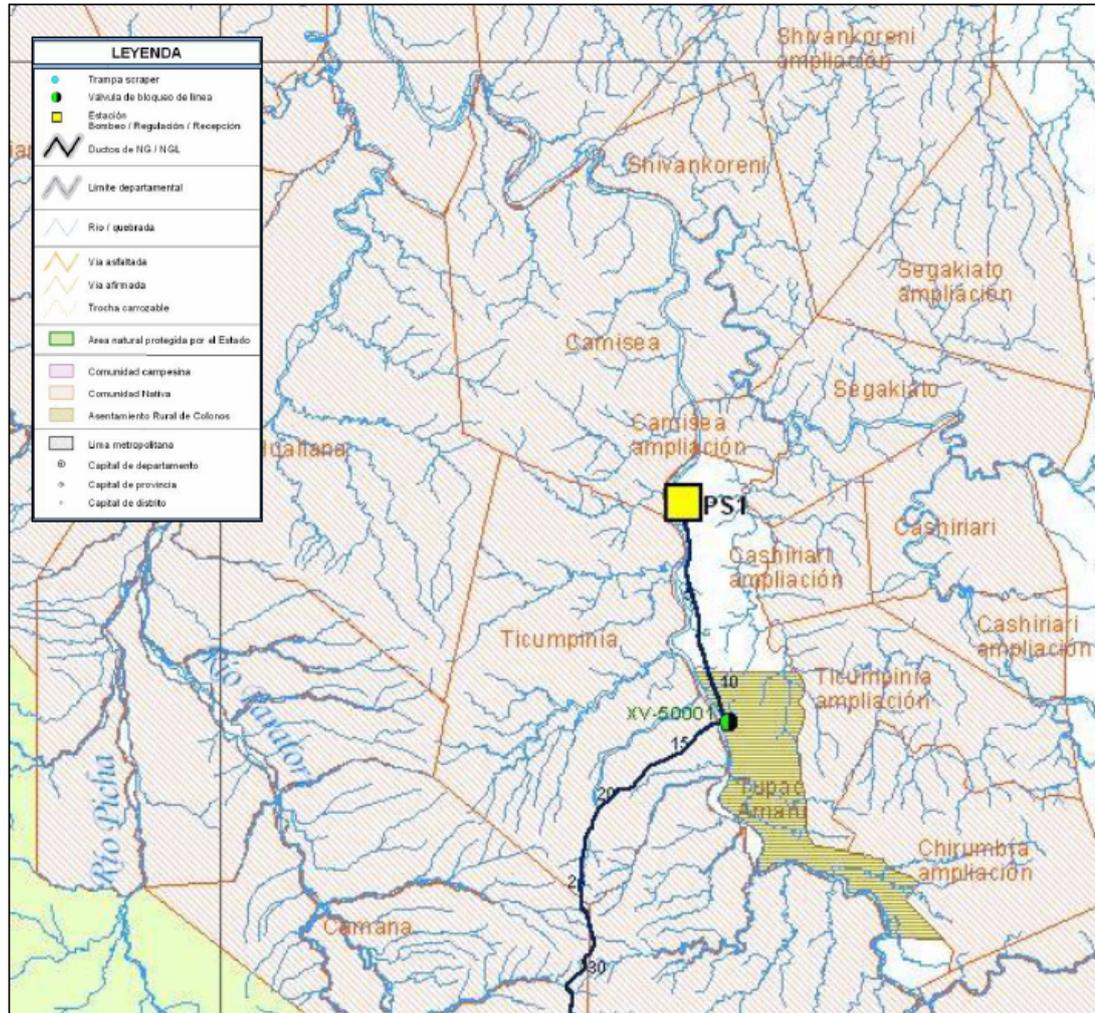
$$\rho = 0.7434 \text{ g/L} = 0.7434 \text{ kg} / \text{m}^3 \text{ (Densidad del GN a condiciones estándar)}$$



8.3 Anexo 3.- Ubicación geográfica de las válvulas de bloqueo:

Ubicación de las válvulas de bloqueo de TGP:

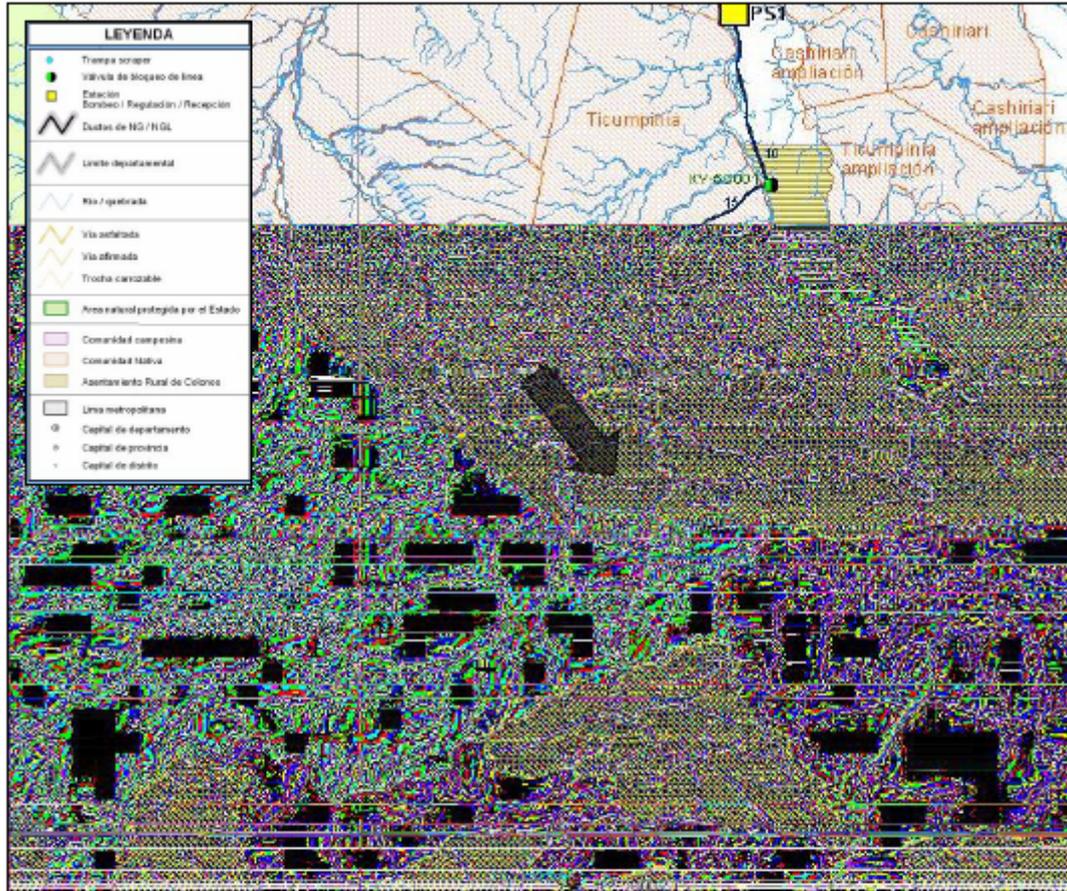
TABLA C.1 VÁLVULA XV 10000 / XV 50001



Progresiva kilométrica	12,133
Coordenas Geográficas	S11°56'45.46" WO72°55'14.04" E726,448.53 N8,678,575.55
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10000 ϕ 32" / XV 50001 ϕ 14"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

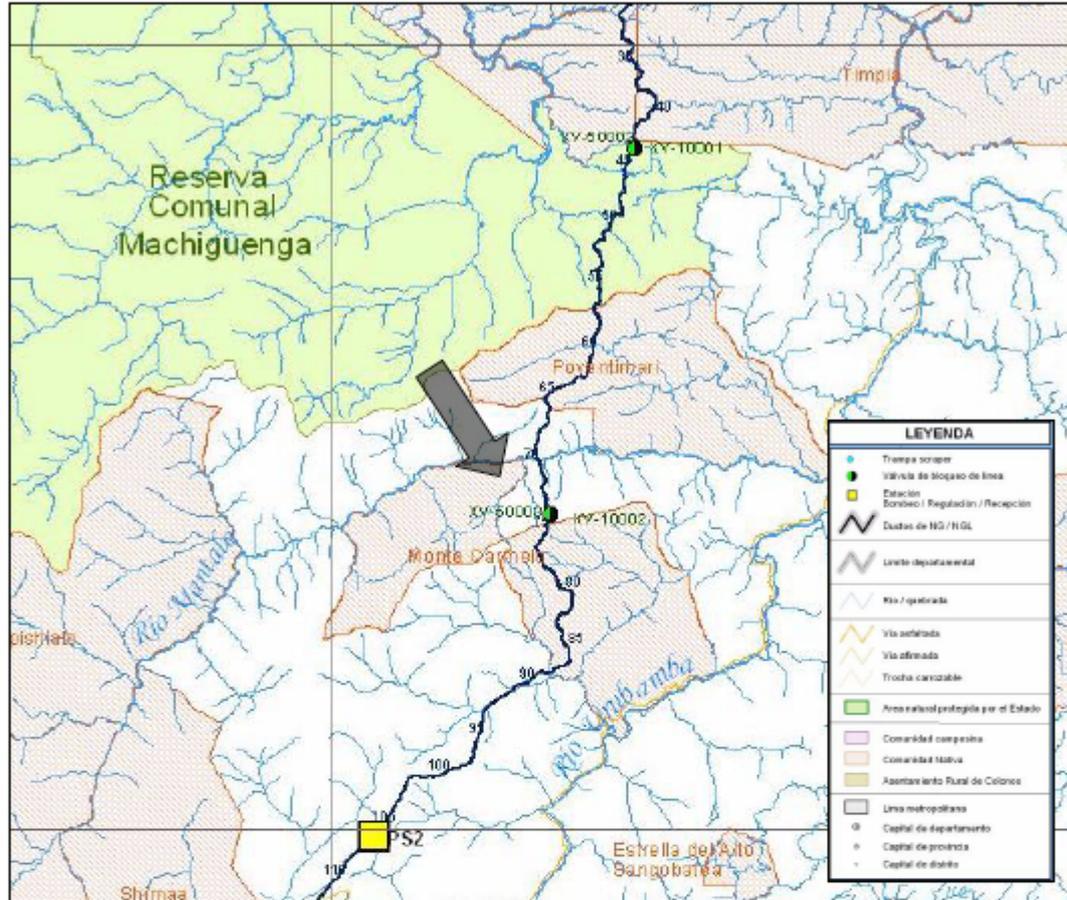
TABLA C.2 VÁLVULA XV 10001 / XV 50002



Progresiva kilométrica	44,957
Coordenas Geográficas	S12°08'50.69" W072°59'17.63" E718,921.01 N8,656,336.64
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10001 ϕ 32" XV 50002 ϕ 14"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

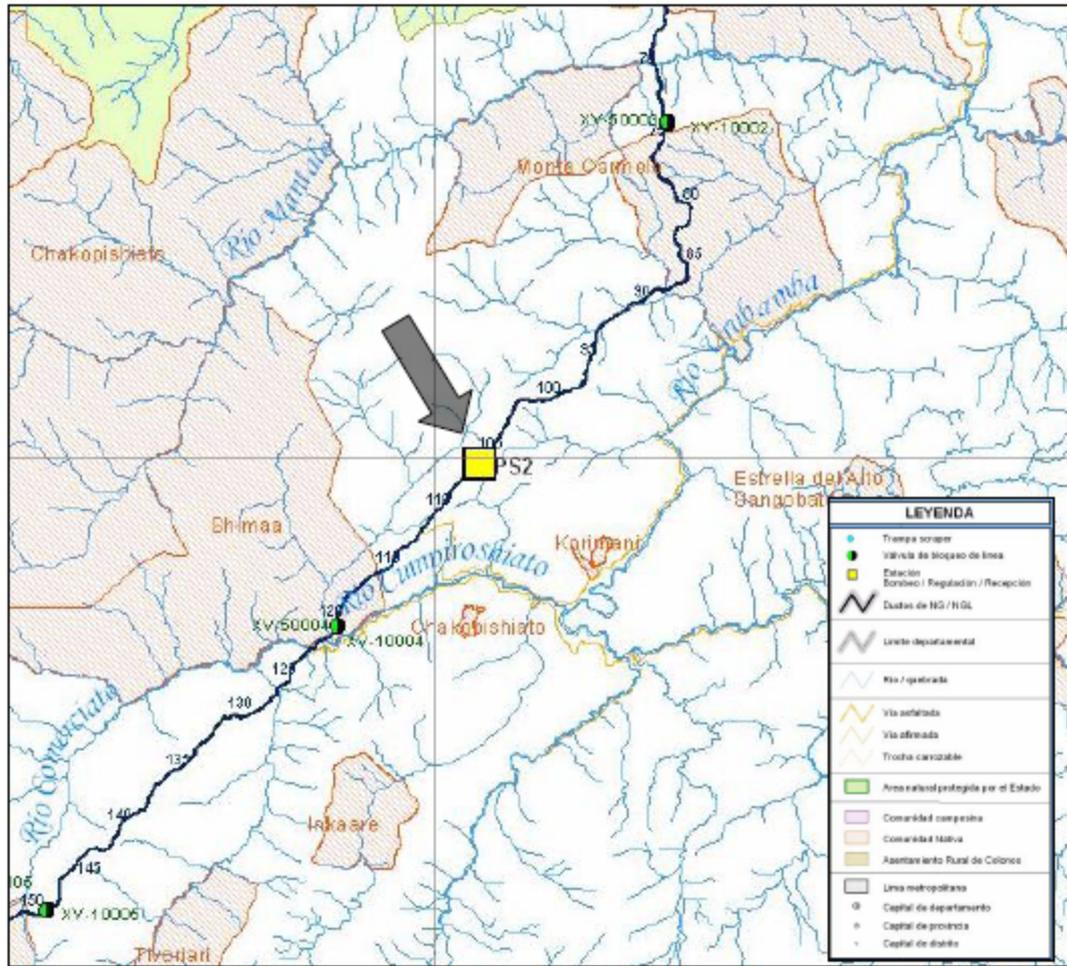
TABLA C.3 VÁLVULA XV 10002 / XV 50003



Progresiva kilométrica	76,897
Coordenas Geográficas	S12°21'31.79" WO73°02'10.15" E713,534.46 N8,632,979.11
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10002 ϕ 32" XV 50003 ϕ 14"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

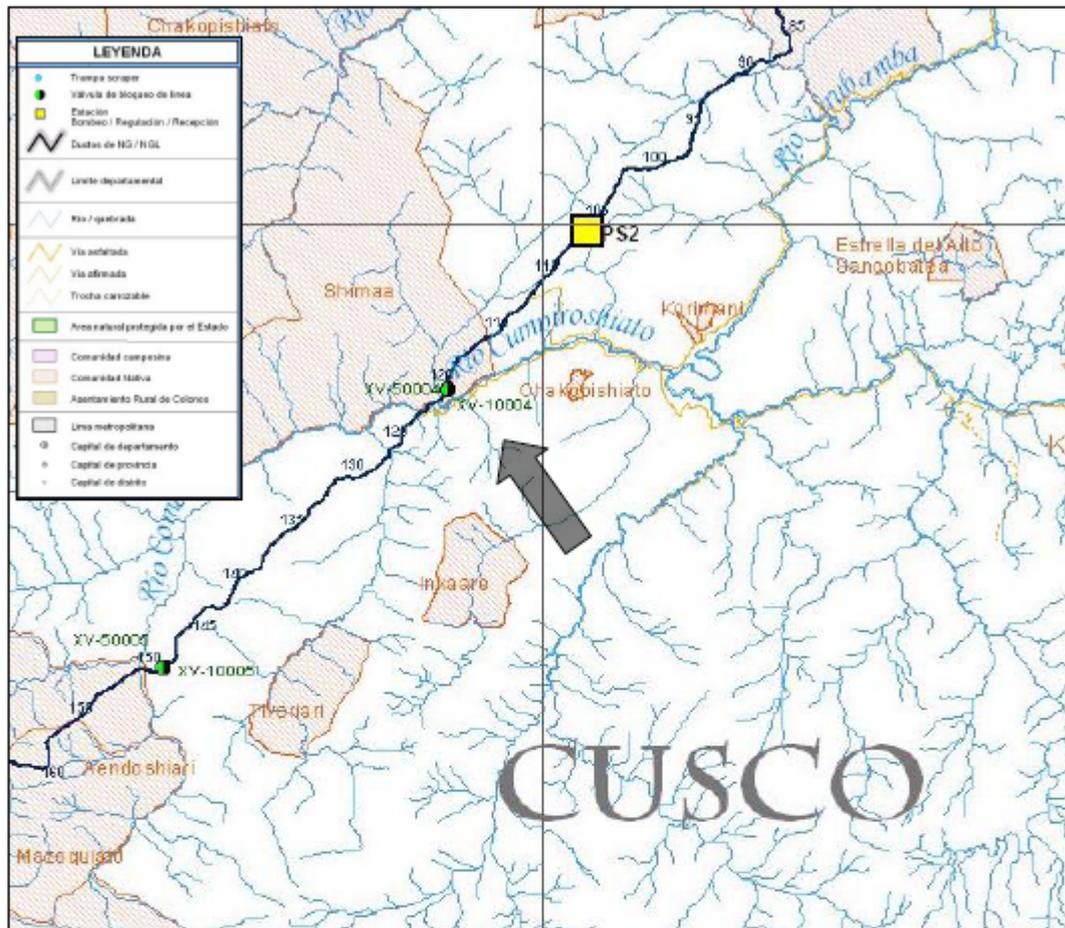
TABLA C.4 VÁLVULA XV 10003



Progresiva kilométrica	109,548
Coordenas Geográficas	S12°32'45.91" W073°08'18.35" E702,264.44 N8,612,346.94
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10003 ϕ 32"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

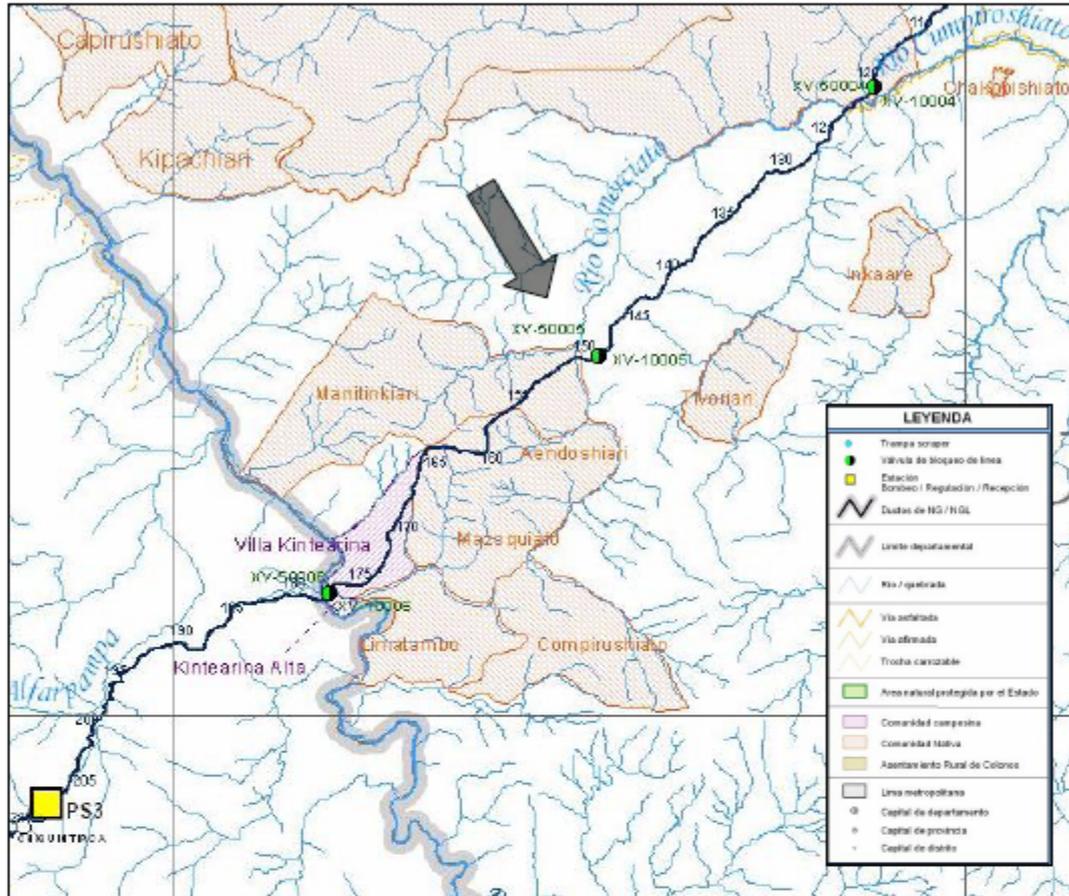
TABLA C.5 VÁLVULA XV 10004 / XV 50004



Progresiva kilométrica	123,374
Coordenas Geográficas	S12°38'00.79 W079°12'54.31" E693,867.99 N8,602,727.81
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero Vía Terrestre: Cusco-Kiteni-Kepashiato
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10004 ϕ 32" / XV 50004 ϕ 14"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

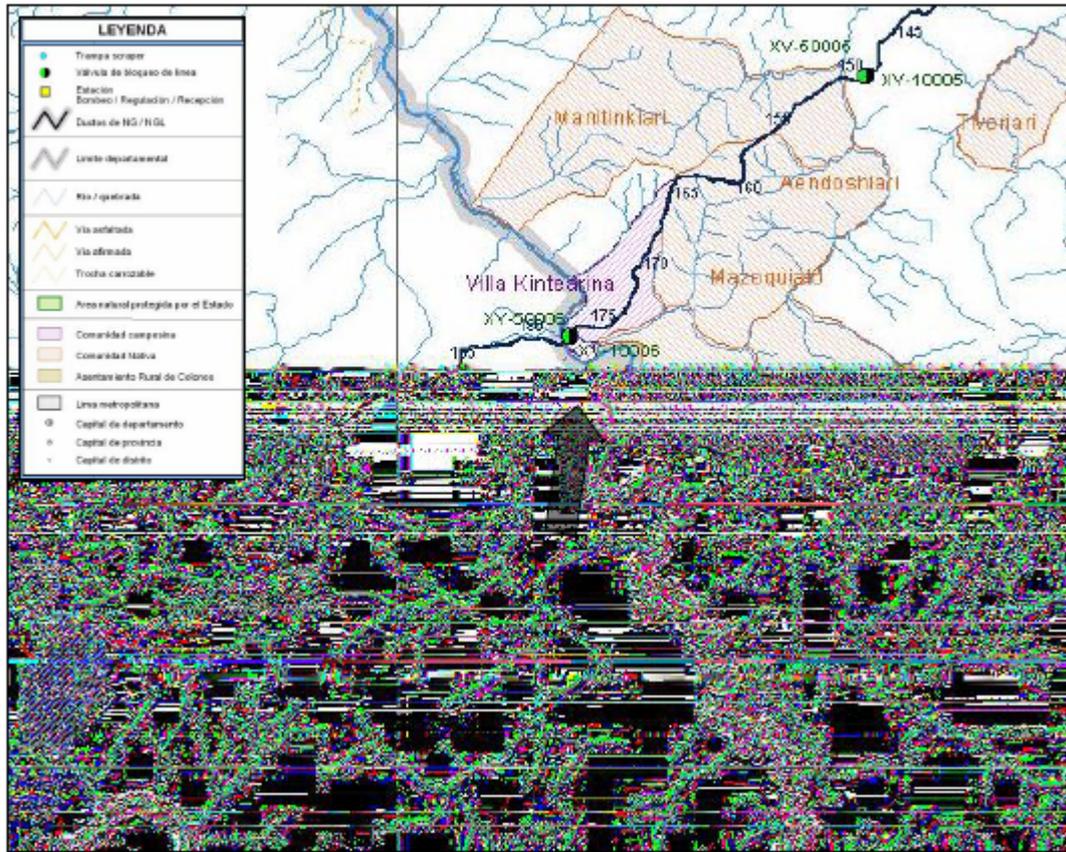
TABLA C.6 VÁLVULA XV 10005 / XV 50005



Progresiva kilométrica	151,488
Coordenas Geográficas	S12°47'19.53 W073°22'26.34" E676,499.70 N8,585,659.06
Distancia a base Ayacucho	
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Echarate
Ruta	Vía Aérea: Helicóptero
Estado del acceso	
Distancia de ruta a válvula	
Diámetro de la válvula	XV 10005 ϕ 32" XV 50005 ϕ 14"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

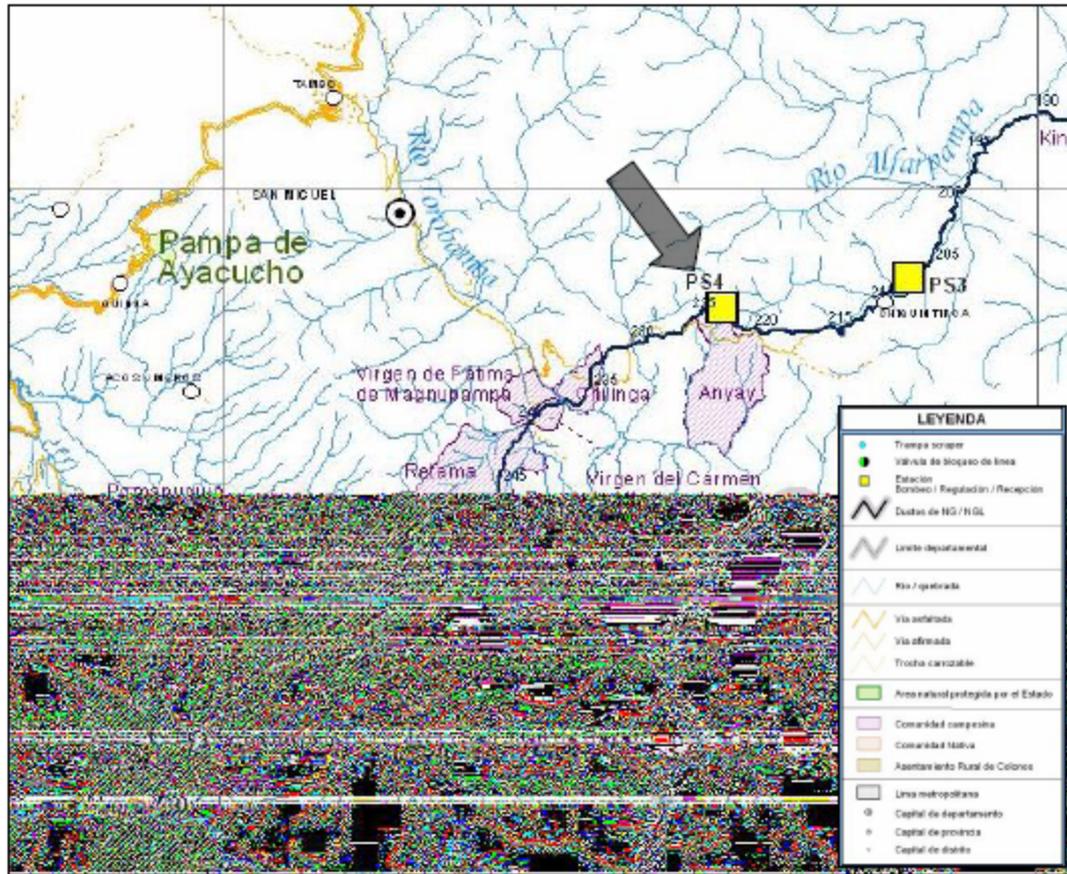
TABLA C.7 VÁLVULA XV 10006 / XV 50006



Progresiva kilométrica	180,319
Coordenas Geográficas	S12°55'33.86 W073°31'47.83" E659,476.91 N8,570,581.98
Distancia a base Ayacucho	241 km
Tiempo a Ayacucho	9 h
Localidad	La Convención – Cusco
Ruta	Vía Terrestre: Ayacucho - Tambo - Pacobamba - San Antonio
Estado del acceso	Regular
Distancia de ruta a válvula	1,5 km
Diámetro de la válvula	XV 10006 ϕ 32" / XV 50006 ϕ 14"
Observaciones: Cruzar por pueblo San Antonio el Río Apurimac en Barcaza, luego el Río Quintiarina (por camioneta o por puente peatonal) – Muy difícil acceso en época de lluvia.	

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

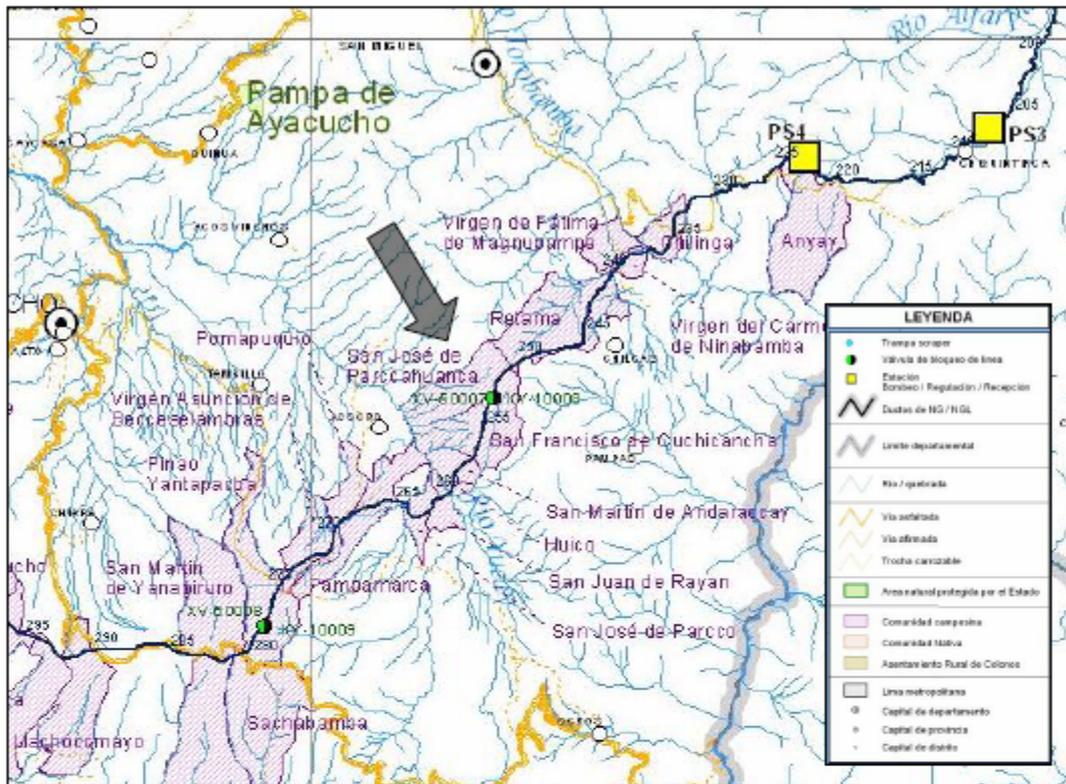
TABLA C.8 VÁLVULA XV 10007



Progresiva kilométrica	227,135
Coordenas Geográficas	S13°03'52.54" W073°47'59.65" E630,115.33 N8,555,413.68
Distancia a base Ayacucho	153,7 km
Tiempo a Ayacucho	5 h
Localidad	Pacobamba
Ruta	Ayacucho-Tambo-Patibamba-Pacobamba
Estado del acceso	Bueno
Distancia de ruta a válvula	0,5 km
Diámetro de la válvula	XV 10007 ϕ 24"
Observaciones:	Camino de comisa en alta montaña. Veloc. Promedio 30 km/h

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

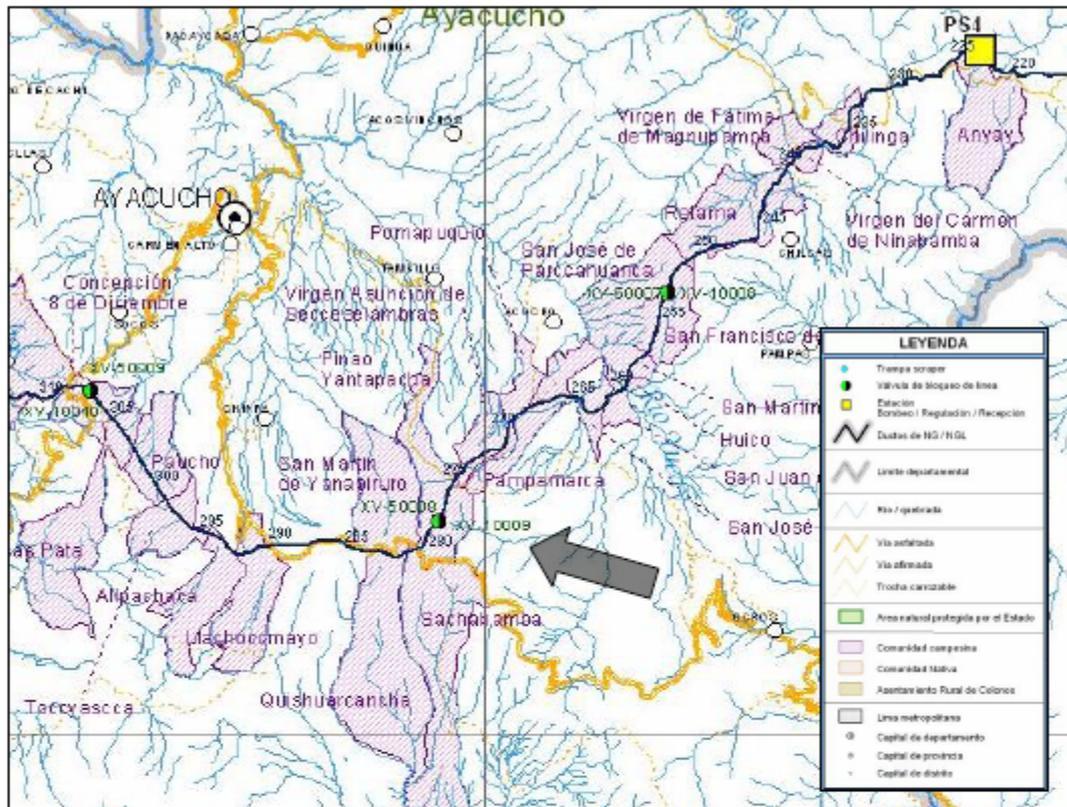
TABLA C.9 VÁLVULA XV 10008 / XV 50007



Progresiva kilométrica	257,104
Coordenas Geográficas	S13°12'00.36 W073°58'31.67" E611,017.70 N8,540,508.98
Distancia a base Ayacucho	149 km
Tiempo a Ayacucho	5h 30'
Localidad	Acocro
Ruta	Ayacucho-Quinua-Tambo-Patibamba. En Ninabamba (puente sobre río) km 12,5 desvío hacia válvula.
Estado del acceso	Malo
Distancia de ruta a válvula	42 km por camino hacia Las Nubes
Diámetro de la válvula	XV 10008 ϕ 24" / XV 50007 ϕ 14"
Observaciones:	Coordenadas del acceso (km 12,5): S 13°05'16.1" WO 73°54'51.4"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

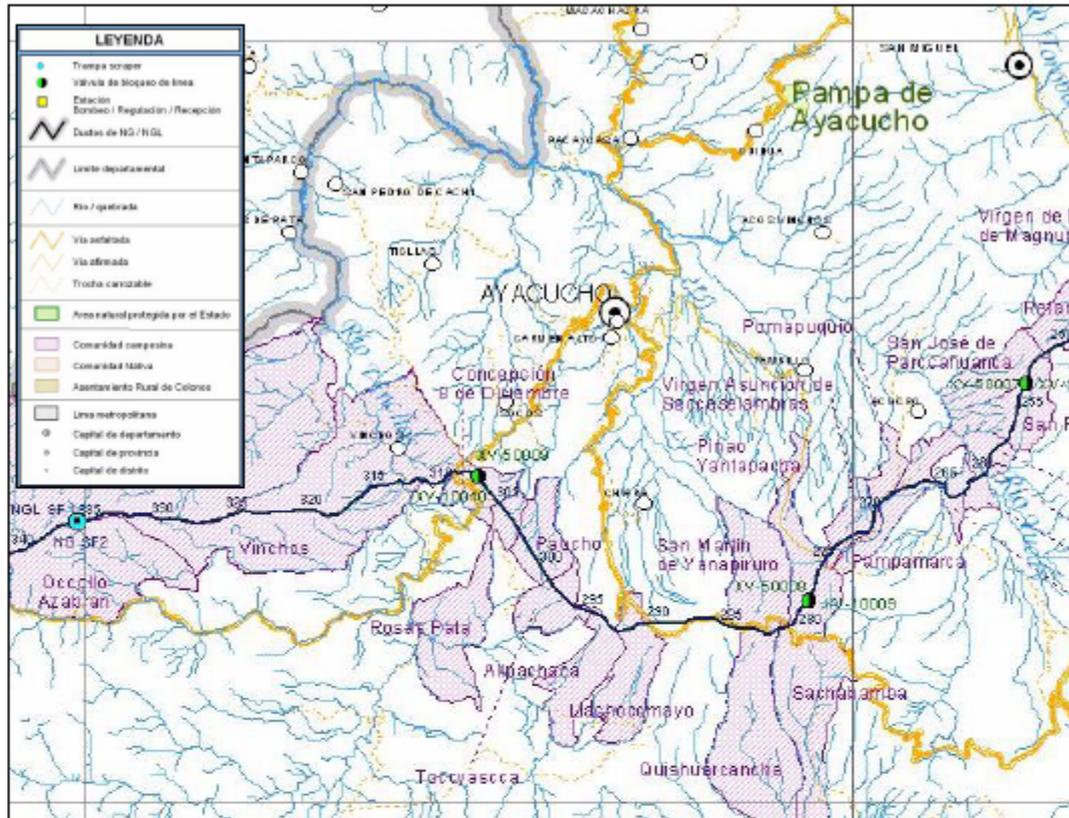
TABLA C.10 VÁLVULA XV 10009 / XV 50008



Progresiva kilométrica	280,755
Coordenas Geográficas	S13°19'50.84" WO74°06'25.75" E596,695.24 N8,526,109.54
Distancia a base Ayacucho	51,6 km
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Acocro
Ruta	Camino a Acocro 35,6 km
Estado del acceso	Malo
Distancia de ruta a válvula	16 km
Diámetro de la válvula	XV 10009 ϕ 24" / XV 50008 ϕ 14"
Observaciones: Coordenadas del acceso: S 13°15'03.1" WO 74°05'23.6" sobre ruta Ayacucho – Guayacondo – Santa Bárbara – Condoray – Tambillo – km 35,6 de la ruta (acceso) – cruzar canal por puente de cemento, seguir ruta – pasar derivación de gas a Ayacucho - seguir por el DDV 2,5 km.	

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

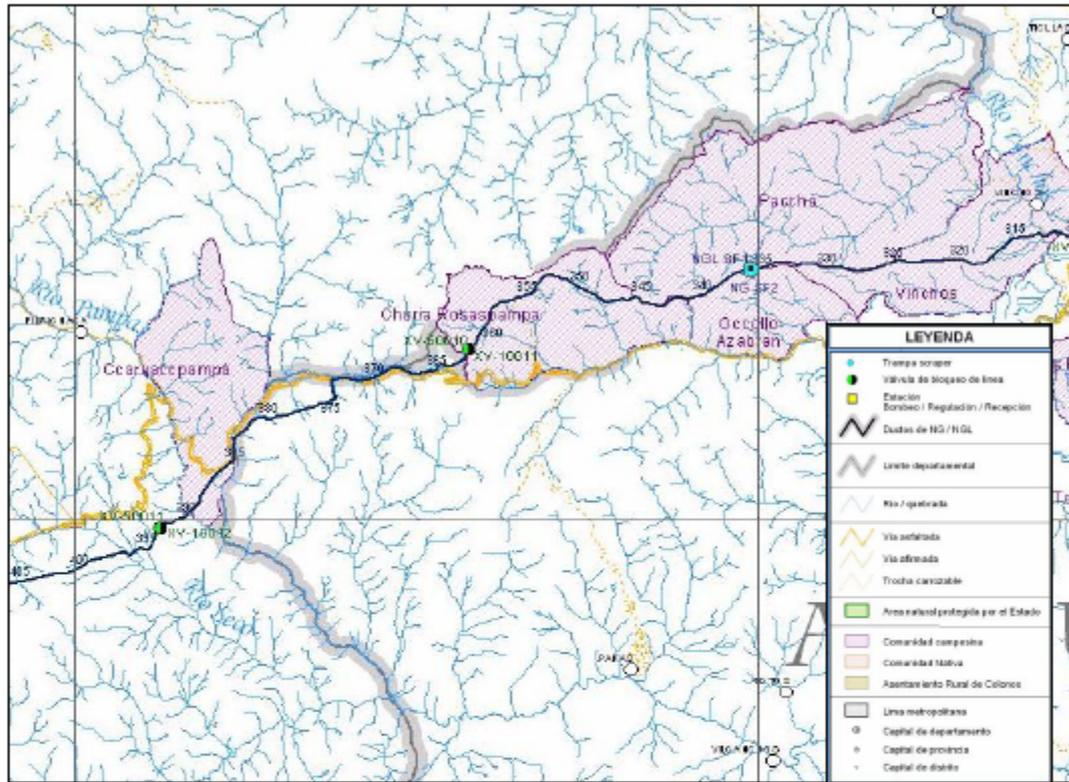
TABLA C.11 VÁLVULA XV 10010 / XV 50009



Progresiva kilométrica	309,164
Coordenas Geográficas	S13°15'28.50" WO74°18'21.39" E575,187.66 N8,534,237.48
Distancia a base Ayacucho	24,8 km
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Socos
Ruta	Vía Los Libertadores km 307,8
Estado del acceso	Bueno
Distancia de ruta a válvula	2,6 km
Diámetro de la válvula	XV 10010 ϕ 24" / XV 50009 ϕ 14"
Observaciones: Coordenadas del acceso: S 13°14'55.1" WO 74°18'58.9" sobre vía Los Libertadores, frente a entrada localidad San José de Ticllas.	

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

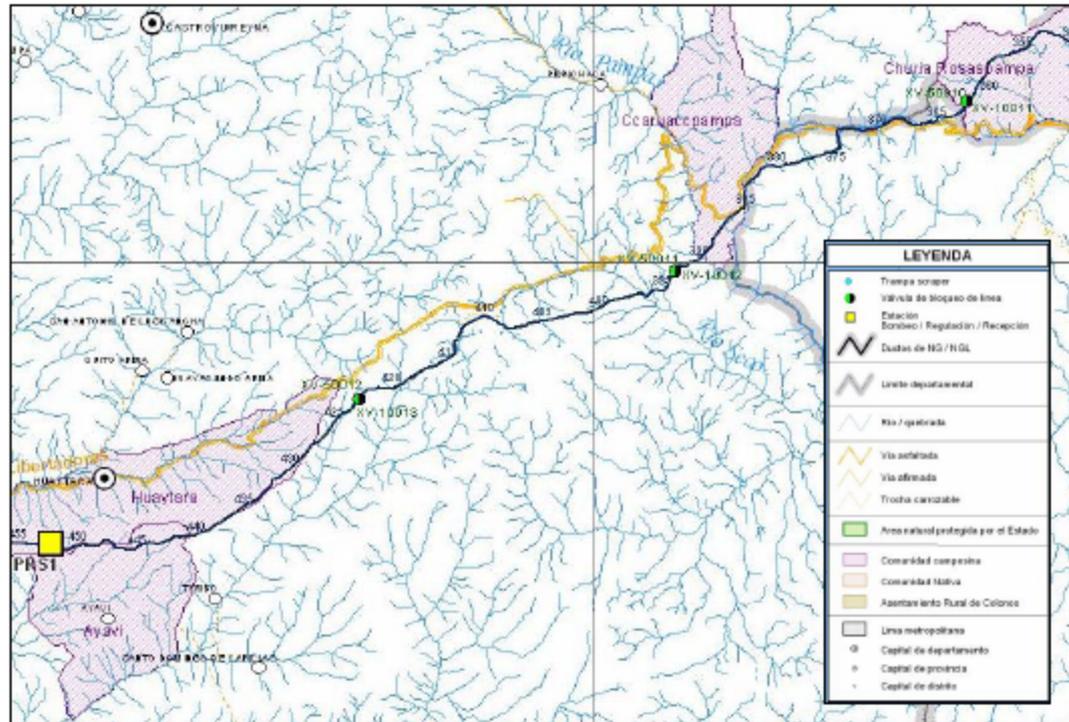
TABLA C.12 VÁLVULA XV 10011 / XV 50010



Progresiva kilométrica	364,024
Coordenas Geográficas	S13°20'21.28" W074°44'15.28" E528,407.72 N8,525,401.31
Distancia a base Ayacucho	102,5 km
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Paras
Ruta	Vía Los Libertadores km 230,7
Estado del acceso	Regular, sobre Derecho de Vía
Distancia de ruta a válvula	2,5 km
Diámetro de la válvula	XV 10011 ϕ 24" / XV 50010 ϕ 14"
Observaciones:	Coordenadas del acceso: S 13°21'00.6" WO 74°45'10.0"

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

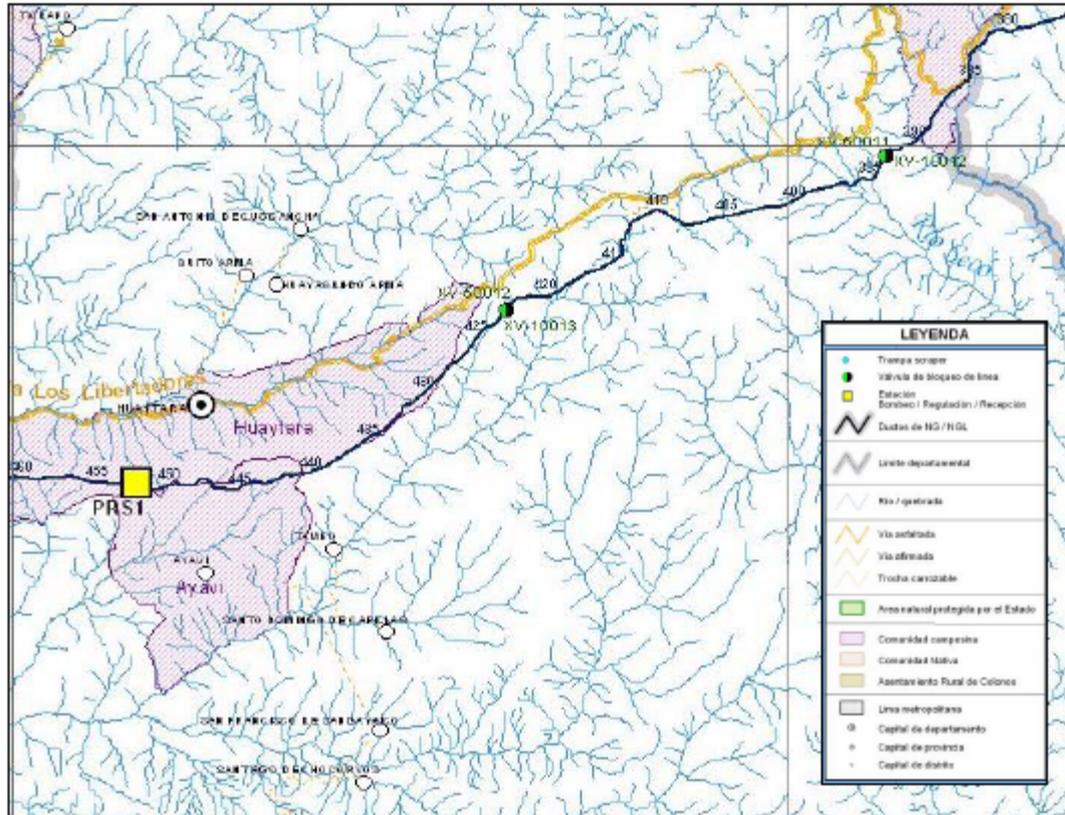
TABLA C.13 VÁLVULA XV 10012 / XV 50011



Progresiva kilométrica	395,323
Coordenas Geográficas	S13°27'27.73" WO74°56'42.80" E505,929.39 N8,512,243.32
Distancia a base Ayacucho	152,6 km
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Rumichaca
Ruta	Vía Los Libertadores km 180
Estado del acceso	Regular
Distancia de ruta a válvula	2,6 km
Diámetro de la válvula	XV 10012 ϕ 24" / XV 50011 ϕ 14"
Observaciones:	Coordenadas del acceso: S 13°26'27.1" WO 74°57'33.5" sobre la Vía Los Libertadores por localidad de San Felipe.

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

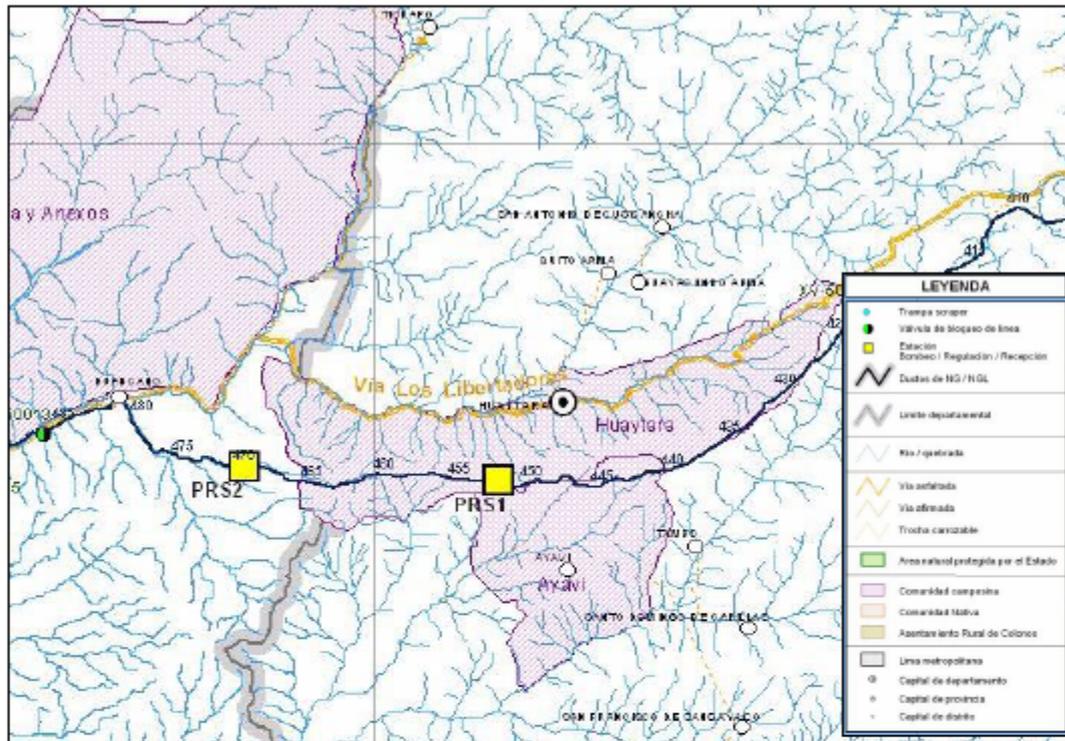
TABLA C.14 VÁLVULA XV 10013 / XV 50012



Progresiva kilométrica	425,305
Coordenas Geográficas	S13°32'54.51" WO75°10'18.27" E481,417.78 N8,502,202.77
Distancia a base Ayacucho	184,5 km
Tiempo a Ayacucho	
Localidad	Rumichaca
Ruta	Vía Los Libertadores km 148
Estado del acceso	Bueno
Distancia de ruta a válvula	2,5 km
Diámetro de la válvula	XV 10013 ϕ 24" / XV 50012 ϕ 14"
Observaciones: Coordenadas del acceso: S 13°32'09.7" WO 75°10'38.0" sobre la vía Los Libertadores por la localidad "Los Libertadores".	

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

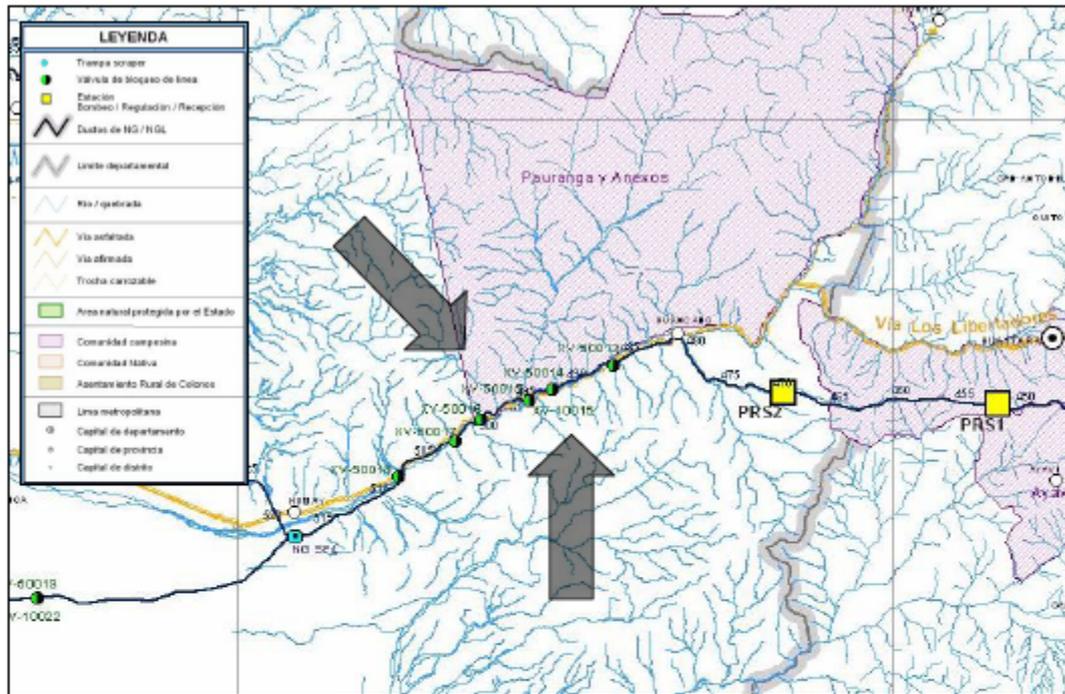
TABLA C.15 VÁLVULA XV 10014



Progresiva kilométrica	454,501
Coordenadas Geográficas	S13°38'59.16" WO75°23'33.43" E457,537.22 N8,490,973.63
Distancia a base Lurín	333,2 km (por Huaytará)
Tiempo a Lurín	
Localidad	Huaytará
Ruta	Vía Los Libertadores A) km 113,5 y B) km 145,3
Estado de accesos	Malo (2 accesos)
Distancia de ruta a la Válvula	A) 24,1 km (1 hr) y B) 35,3 km (2 hr)
Diámetro de la Válvula	24"
Observaciones:	Coordenadas de los accesos: A) S 13°36'31.1" WO 75°20'54.9" (24,1 km) antes de llegar al km 114 Vía Los Libertadores. Camino de comisa, curvas cerradas. B) S 13°22'20.3" WO 75°11'33.6" (35,3 km) pasando el km 145 Vía Los Libertadores.

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

TABLA C.16 VÁLVULA XV 10015 / XV 50015



Progresiva kilométrica	496,947
Coordenadas Geográficas	S13°38'48.35" WO 75°43'19.90" E421,890.13 N8,491,223.07
Distancia a base Lurín	250,5 km
Tiempo a Lurín	
Localidad	Huáncano
Ruta	Vía Los Libertadores km 54
Estado del acceso	Regular
Distancia de ruta a válvula	900m
Diámetro de la válvula	XV 10015 ϕ 24" / XV 50015 ϕ 10 3/4"
Observaciones:	Coordenadas del acceso: S 13°38'25.7" WO 75°43'08.3" sobre la vía Los Libertadores, pasando el puente la Quinga, al lado de zona arqueológica.

Fuente: Manual de Operación del sistema de transporte

8.4 Anexo 4.- Manual de Operaciones:

El Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural¹⁵, describe en su contenido las características técnicas del gasoducto de transporte de Camisea:

- Código de diseño: ASME B31.8.
- Material: API 5L X70.
- Revestimiento: polietileno, espesor: 3 mm para 32", 2.5mm para 24", 2.2 mm para 18".
- Tapada Mínima: 1m.
- Protección Catódica externa por corriente impresa en el ducto y ánodos de sacrificio en las instalaciones de superficie.
- Diámetro exterior y espesor:

Ubicación	Diám. Exterior	Espesor (pulgadas)
Desde la Entrega de NG en Planta Malvinas (PK 00) hasta SF-1 (PK 211).	32"	0.625/0.688
Desde SF-1 hasta SF-4, Punto de Derivación(PK 521).	24"	0.438/0.469/0.500/0.562/0.625/0.688/0.750
Desde Punto de Derivación SF-4 hasta la Recepción de NG en Lurín (PK 732).	18"	0.406/0.469/0.500/0.562/0.625
Loop de Costa, desde Pk 595 hasta Pk 699.7	24"	0.469/0.562/0.688

Fuente: Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

Asimismo, se señala en dicho manual que considerando las Clases de trazado indicadas en la ruta seleccionada (según el código ASME 31.8), los factores de diseño usados para el diseño fueron los siguientes:

Clase de Localización	Factor de Diseño
Clase 1, División 2	0.72
Clase 2	0.60
Clase 3	0.50

Fuente: Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

¹⁵ Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural – Compañía operadora de gas del Amazonas

Por otro lado, señala las propiedades del gas natural transportado que surgen de los análisis realizados durante el año de operación 2008 (valores promedio) son los siguientes:

CARACTERÍSTICAS DE CALIDAD	ESPECIFICACIONES DE CALIDAD		PARÁMETROS	Promedio
	CONTENIDO MÍNIMO	CONTENIDO MÁXIMO		
* PODER CALORÍFICO BRUTO (MJ/m ³)	36.83	43.11	VALOR MÍNIMO	40.443
			PROMEDIO PONDERADO	40.517
			VALOR MÁXIMO	40.738
** VAPOR DE AGUA (mg/m ³)	-	65	VALOR MÍNIMO	5.722
			PROMEDIO PONDERADO	6.314
			VALOR MÁXIMO	6.906
** SULFURO DE HIDRÓGENO (mg/m ³)	-	3	VALOR MÍNIMO	< 0.1
			PROMEDIO PONDERADO	< 0.1
			VALOR MÁXIMO	< 0.1
PUNTO DE ROCÍO DE HIDROCARBUROS @ 5.5 Mpa (°C)	-	-4	VALOR MÍNIMO	-56.754
			PROMEDIO PONDERADO	-55.753
			VALOR MÁXIMO	-51.034
* COMPOSICIÓN CROMATOGRÁFICA	PROMEDIO MENSUAL		NITRÓGENO (N ₂)	0.83511
			DIÓXIDO DE CARBONO (CO ₂)	0.23628
			METANO (C ₁)	88.16621
			ETANO (C ₂)	10.55810
			PROPANO (C ₃)	0.18903
			N-BUTANO (NC ₄)	0.00705
			ISO-BUTANO (IC ₄)	0.00506
			N-PENTANO (NC ₅)	0.00060
			ISOPENTANO (IC ₅)	0.00080
			HEXANO + SUPERIORES (C ₆ +)	0.00191

Fuente: Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

Tanto la composición como el poder calorífico sirven para calcular la densidad estimada del gas a fin de utilizarlo en cálculos económicos por temas tarifarios.

Otra información de importancia que describe el Manual de Operaciones, son las propiedades generales del gas que sería necesario corroborar el la presente tesis:

Propiedades Generales			
		Unidad	Valor
Peso Molecular			17.723
Gravedad Específica			0.612
Factor de Compresibilidad Z	a 15.6°C, 1.013 bara		0.9976
Factor de Compresibilidad Z	a 15.6°C, 100 bara		0.778
Factor de Compresibilidad Z	a 15.6°C, 150 bara		0.7314
Viscosidad Dinámica	a 15.6°C, 1.013 bara	cp	0.0109
Calor Específico	a 15.6°C, 1.013 bara	kJ/(kg*°C)	2.11
Poder Calorífico Inferior		MJ/m ³	36.5
Cp/Cv	a 15.6°C, 1.013 bara		1.29
Índice de Wobbe		HHV/(SG) ^{0.5}	46 a 56

Fuente: Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

Finalmente describe un punto muy interesante respecto a la calidad del producto, lo cual se encuentra regulado por la normativa vigente con la finalidad de salvaguardar la salud, las instalaciones y la seguridad de los ciudadanos en general:

Máximo nivel de Contaminantes		
	Unidad	Valor
Azufre Total	Mg/Sm ³	15
H ₂ S	Mg/Sm ³	3
CO ₂	% v/v	2
Total de inertes	% v/v	4
H ₂ O como agua libre		0
Contenido de H ₂ O	mg/Sm ³	65
Punto de Rocío de hidrocarburos a 5.5 Mpa	°C	-4
Partículas Sólidas (diámetro >10 µm)	ppm	3

Fuente: Manual de Operaciones del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural

El Manual de Operación describe un detalle interesante para la presente tesis, como está diseñado para operar, lo cual debido a los cambios en la presión de operación y de diseño a lo largo de su traza, por las grandes diferencias de elevación, el ducto fue diseñado con diferentes espesores. **Este ducto fue diseñado para operar con una presión máxima en**

cabecera (MAPO) de 147 barg. La presión mínima esperada en el punto de entrega Lurín, establecido en el contrato BOOT es de 40 bara.

Las Estaciones de Control de Presión están diseñadas para controlar el perfil de presión aguas abajo de la misma ante escenarios de baja demanda y en la que por cuestiones operativas se decidiera trabajar con bajas presiones aguas abajo y/o altas presiones aguas arriba de la misma.

Las estaciones reguladoras de presión cuentan con dos ramales de regulación, una en operación y la otra en stand by, en el caso que se estuviera operando con la reguladora y ante la eventualidad de que una de las ramas en operación fallara, el sistema de control automático habilitará la rama en stand by y bloqueará la rama en falla.

Las estaciones reguladoras de presión presentan cierre de la Estación por Alta Presión de Salida: Actuarán en caso de detectar muy alta presión en la descarga.

Además contará con una pre-alarma que alertará previamente al Operador que la presión aguas abajo se está incrementando excesivamente antes del cierre.

Con el objeto de mantener las presiones aguas abajo de las estaciones controladoras por debajo de la MAPO, **las estaciones controladoras de presión deberán regularse aguas abajo a 123 barg** en PCS1 y 128 barg en PCS2. Se prevé que en la primera etapa, para caudales de transporte mayor a 7.3 MMSCMD no será necesario regular la presión aguas abajo.

La activación del interlock de cierre de estación producirá el cierre de las válvulas de: entrada de estación, bypass de estación y entrada de ramales de regulación.

El Manual de Operación señala que las estaciones cuentan con dos válvulas de alivio de presión redundantes en la línea de salida, diseñadas para aliviar presiones ante la eventual falla del sistema de control de presión (sistema de protección del ducto).

La Estación Compresora en la primera etapa incrementará la capacidad de transporte de 293 a 450 MMPCD con dos (2) turbocompresores, uno en operación y el otro en stand by. En la segunda etapa se aumentará la capacidad de compresión con dos (2) turbocompresores adicionales, se

tendrá la siguiente configuración: tres (3) turbocompresores en operación y uno (1) en stand by; en esta etapa se incrementará la capacidad de transporte de 450 a 1150 MMPCD.

La presión de operación mínima de succión en la Estación Compresora de Chiquintirca es de 80 barg y la máxima de descarga es de 140 barg, con el objeto de proteger el revestimiento del gasoducto aguas abajo ante daños debido a efectos de temperatura, se ha establecido un control de temperatura a la salida de estación en 40 °C.

A.; García, R.; Cueva, S.; Nario, T. y C. Salazar (2012)¹⁶, señalan en su reporte de análisis económico sectorial de gas natural que la **tarifa final del gas natural está compuesta por tres cargos: el precio en boca de pozo, la tarifa de la red principal y la tarifa única de distribución¹⁷**.

Así mismo precisan que en el contrato de licencia de explotación del **Lote 88 de Camisea se establecieron topes máximos para el precio en boca de pozo**, adicionalmente, se estableció una fórmula de actualización de dicho precio que se realiza en el mes de enero de cada año¹⁸.

Cabe mencionar que en setiembre del 2006, Pluspetrol se comprometió a realizar un descuento promocional del 63% del precio del gas natural en boca de pozo para los primeros 100,000 clientes residenciales (Categoría Tarifaria A) hasta alcanzar un consumo máximo de 1,500 m³ de gas natural por cliente¹⁹, compromiso que a la fecha se levantó debido a que se ha sobrepasado el número de clientes señalado, tanto en categoría tarifaria A, así como de los clientes residenciales.

Asimismo, precisan que OSINERGMIN regula la tarifa de la red principal de transporte que está a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). Por último, señalan que la **tarifa única de distribución²⁰** también se encuentra regulada y ésta **abarca el margen de distribución** que cubre los

¹⁶ A.; García, R.; Cueva, S.; Nario, T. y C. Salazar (2012). Reporte de Análisis Económico Sectorial – Gas Natural, Año 1 – Número 2. Oficina de Estudios Económicos, OSINERGMIN – Perú.

¹⁷ GART (2009). Regulación de las Tarifas del Gas Natural en el Perú. OSINERGMIN.

¹⁸ Cláusula 8.4.4.1, literales a y b del Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88.

¹⁹ Carta de Pluspetrol PPC-GG-06-0083 dirigida al Ministerio de Energía y Minas

²⁰ Las Tarifas Únicas de Distribución vigentes, se fijaron en la regulación tarifaria del año 2009 con la Resolución OSINERGMIN N° 261-2009-OS/CD. Este es un tipo de subsidio cruzado en el que los grandes consumidores (generadoras e industrias) financian a través de una tarifa mayor el costo de la infraestructura necesaria para abastecer a nuevos usuarios residenciales.

costos de inversión y de operación y mantenimiento de la redes y **el margen comercial** que cubre los costos relacionados al a venta del servicio.

El reporte de análisis económico sectorial de gas natural elaborado por la oficina de estudios económicos del OSINERGMIN ha compilado en un interesante gráfico los costos porcentuales que representa la estructura tarifaria actual para el gas natural proveniente de Camisea:

El gráfico del reporte de análisis económico muestra la estructura del gasto mensual de un hogar representativo con un **consumo promedio mensual de 21.3 m3 de GN**. El componente de mayor peso es la **tarifa única de distribución**, en particular el margen variable pues este **representa el 54% del gasto total**, seguido por la **tarifa de la red principal (17%)** y por el **precio en boca de pozo (15%)**.

El reporte de análisis económico sectorial de gas natural, en sus comentarios finales resalta que en la actualidad, **uno de los principales desafíos para la masificación del gas natural está relacionado a la ampliación de la cobertura energética y a la utilización de combustibles amigables con el ambiente**. En ese sentido, **la experiencia internacional ha demostrado que la existencia de diversos esquemas de subsidios permite, en un inicio, la masificación tan esperada**, aunque no se puede dejar de lado el costo económico de estas medidas pues su financiamiento distorsiona los mercados en el largo plazo.

Asimismo, los autores señalan un punto con el que también concuerdo respecto al desarrollo de proyectos a cargo de asociaciones público-privadas así como mecanismos de promoción a la inversión, como una alternativa atractiva para lograr alcanzar nuestros objetivos como nación. Al respecto, precisan que en el artículo 3 de la ley N° 29969 se establece la incorporación de procesos de concesión para las distribuidoras de gas natural que hayan surgido de los proyectos de las empresas distribuidoras eléctricas estatales.

Asimismo el reporte señala que la ley N° 29970²¹ permitirá la **construcción del Gasoducto Sur Peruano** que **tiene como objetivo masificar este**

²¹ Ley que alianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País. Ley N° 29970.

servicio en las zonas rurales al sur del país, desarrollando sistemas de transporte por ductos y gasoductos virtuales. **Este proyecto es paralelo al Gasoducto Andino del Sur que está a cargo de la empresa Odebrecht.**

Al respecto se amplía la posibilidad de extender lo propuesto en la presente tesis, pero enfocado en otro gasoducto de transporte.



8.5 Anexo 5.- Las Reservas de gas natural en el Perú y el Mundo:

Reservas al 2010:

	Reservas Probadas	At end 2010			
	Estadísticas Gas Natural	Trillion	Trillion		
	British Petroleum	cubic	cubic	Share	R/P
		feet	metres	of total	ratio
	País				
1	Iran	1045.7	29.6	15.8%	*
2	Qatar	894.2	25.3	13.5%	*
3	Turkmenistan	283.6	8.0	4.3%	*
4	United Arab Emirates	213.0	6.0	3.2%	*
5	Venezuela	192.7	5.5	2.9%	*
6	Nigeria	186.9	5.3	2.8%	*
7	Iraq	111.9	3.2	1.7%	*
8	Kuwait	63.0	1.8	1.0%	*
9	Papua New Guinea	15.6	0.4	0.2%	*
10	Libya	54.7	1.5	0.8%	98.0
11	Saudi Arabia	283.1	8.0	4.3%	95.5
12	Azerbaijan	44.9	1.3	0.7%	84.2
13	Yemen	17.3	0.5	0.3%	78.3
14	Russian Federation	1580.8	44.8	23.9%	76.0
15	Vietnam	21.8	0.6	0.3%	66.0
16	Other Africa	41.4	1.2	0.6%	65.7
17	Other Middle East	7.7	0.2	0.1%	62.1
18	Australia	103.1	2.9	1.6%	58.0
19	Algeria	159.1	4.5	2.4%	56.0
20	Kazakhstan	65.2	1.8	1.0%	54.9
21	Romania	21.0	0.6	0.3%	54.4
22	Ukraine	33.0	0.9	0.5%	50.4
23	Peru	12.5	0.4	0.2%	48.8
24	Indonesia	108.4	3.1	1.6%	37.4
25	Malaysia	84.6	2.4	1.3%	36.1
26	Egypt	78.0	2.2	1.2%	36.0
27	Syria	9.1	0.3	0.1%	33.2
28	Poland	4.2	0.1	0.1%	29.2
29	China	99.2	2.8	1.5%	29.0
30	Brazil	14.7	0.4	0.2%	28.9
31	India	51.2	1.5	0.8%	28.5
32	Other Europe & Eurasia	10.0	0.3	0.2%	28.3
33	Myanmar	11.8	0.3	0.2%	27.5
34	Uzbekistan	55.1	1.6	0.8%	26.4
35	Oman	24.4	0.7	0.4%	25.5
36	Brunei	10.6	0.3	0.2%	24.7
37	Other S. & Cent. America	2.3	0.1	◆	22.4
38	Pakistan	29.1	0.8	0.4%	20.9
39	Other Asia Pacific	12.4	0.4	0.2%	20.4
40	Bolivia	9.9	0.3	0.2%	19.5
41	Norway	72.1	2.0	1.1%	19.2
42	Bangladesh	12.9	0.4	0.2%	18.3
43	Bahrain	7.7	0.2	0.1%	16.7
44	Netherlands	41.5	1.2	0.6%	16.6
45	US	272.5	7.7	4.1%	12.6
46	Italy	3.0	0.1	◆	11.1
47	Colombia	4.4	0.1	0.1%	11.0
48	Canada	61.0	1.7	0.9%	10.8
49	Mexico	17.3	0.5	0.3%	8.9
50	Trinidad & Tobago	12.9	0.4	0.2%	8.6
51	Argentina	12.2	0.3	0.2%	8.6
52	Thailand	11.0	0.3	0.2%	8.6
53	Germany	2.4	0.1	◆	6.5
54	Denmark	1.8	0.1	◆	6.4
55	United Kingdom	9.0	0.3	0.1%	4.5
	Total World	6608.9	187.1	100.0%	58.6
*	More than 100 years.				
◆	Less than 0.05%.				

Fuente: British Petroleum, elaboración propia.

Reservas al 2012:

Reservas Probadas		at end 2012			
Estadísticas Gas Natural		Trillion	Trillion	Share	R/P
British Petroleum		cubic	cubic	of total	ratio
(Acceso al 02/08/2013)		feet	metres		
	Pais				
1	Iran	1187.3	33.6	18.0%	*
2	Qatar	885.1	25.1	13.4%	*
3	Turkmenistan	618.1	17.5	9.3%	*
4	United Arab Emirates	215.1	6.1	3.3%	*
5	Venezuela	196.4	5.6	3.0%	*
6	Nigeria	182.0	5.2	2.8%	*
7	Iraq	126.7	3.6	1.9%	*
8	Kuwait	63.0	1.8	1.0%	*
9	Libya	54.6	1.5	0.8%	*
10	Papua New Guinea	15.6	0.4	0.2%	*
11	Saudi Arabia	290.8	8.2	4.4%	80.1
12	Other Middle East	7.3	0.2	0.1%	78.0
13	Australia	132.8	3.8	2.0%	76.6
14	Other Africa	44.3	1.3	0.7%	68.1
15	Kazakhstan	45.7	1.3	0.7%	65.6
16	Vietnam	21.8	0.6	0.3%	65.6
17	Yemen	16.9	0.5	0.3%	63.1
18	Azerbaijan	31.5	0.9	0.5%	57.1
19	Russian Federation	1162.5	32.9	17.6%	55.6
20	Algeria	159.1	4.5	2.4%	55.3
21	Indonesia	103.3	2.9	1.6%	41.2
22	Syria	10.1	0.3	0.2%	37.5
23	Ukraine	22.7	0.6	0.3%	34.6
24	Egypt	72.0	2.0	1.1%	33.5
25	India	47.0	1.3	0.7%	33.1
26	Oman	33.5	0.9	0.5%	32.8
27	Other Europe & Eurasia	10.1	0.3	0.2%	29.2
28	China	109.3	3.1	1.7%	28.9
29	Poland	4.2	0.1	0.1%	28.3
30	Peru	12.7	0.4	0.2%	27.9
31	Brazil	16.0	0.5	0.2%	26.0
32	Brunei	10.2	0.3	0.2%	22.9
33	Malaysia	46.8	1.3	0.7%	20.3
34	Uzbekistan	39.7	1.1	0.6%	19.7
35	Other Asia Pacific	11.8	0.3	0.2%	18.6
36	Norway	73.8	2.1	1.1%	18.2
37	Myanmar	7.8	0.2	0.1%	17.4
38	Bolivia	11.2	0.3	0.2%	17.0
39	Netherlands	36.7	1.0	0.6%	16.3
40	Other S. & Cent. America	2.0	0.1	♦	15.5
41	Pakistan	22.7	0.6	0.3%	15.5
42	Bahrain	7.0	0.2	0.1%	14.0
43	Colombia	5.5	0.2	0.1%	12.9
44	Canada	70.0	2.0	1.1%	12.7
45	US	300.0	8.5	4.5%	12.5
46	Romania	3.6	0.1	0.1%	9.3
47	Trinidad & Tobago	13.3	0.4	0.2%	8.9
48	Argentina	11.3	0.3	0.2%	8.5
49	Bangladesh	6.5	0.2	0.1%	8.4
50	Italy	1.9	0.1	♦	7.0
51	Thailand	10.1	0.3	0.2%	6.9
52	Mexico	12.7	0.4	0.2%	6.2
53	Germany	2.0	0.1	♦	6.1
54	United Kingdom	8.7	0.2	0.1%	6.0
55	Denmark	1.3	0.0	♦	5.9
	Total World	6614.1	187.3	100.0%	55.7
*	More than 100 years.				
♦	Less than 0.05%.				

Fuente: British Petroleum, elaboración propia.

Reservas al 2013:

Reservas Probadas Estadísticas Gas Natural British Petroleum (Acceso al 18/03/2015)		at end 2013			
		Trillion cubic feet	Trillion cubic metres	Share of total	R/P ratio
1	Iran	1192.9	33.8	18.2%	*
2	Qatar	871.5	24.7	13.3%	*
3	Turkmenistan	617.3	17.5	9.4%	*
4	United Arab Emirates	215.1	6.1	3.3%	*
5	Venezuela	196.8	5.6	3.0%	*
6	Nigeria	179.4	5.1	2.7%	*
7	Iraq	126.7	3.6	1.9%	*
8	Kuwait	63.0	1.8	1.0%	*
9	Libya	54.7	1.5	0.8%	*
10	Papua New Guinea	5.5	0.2	0.1%	*
11	Australia	129.9	3.7	2.0%	85.8
12	Kazakhstan	53.9	1.5	0.8%	82.5
13	Saudi Arabia	290.8	8.2	4.4%	79.9
14	Syria	10.1	0.3	0.2%	63.9
15	Vietnam	21.8	0.6	0.3%	63.3
16	Algeria	159.1	4.5	2.4%	57.3
17	Other Africa	43.3	1.2	0.7%	56.9
18	Azerbaijan	31.0	0.9	0.5%	54.3
19	Russian Federation	1103.6	31.3	16.8%	51.7
20	Yemen	16.9	0.5	0.3%	46.3
21	Indonesia	103.3	2.9	1.6%	41.6
22	India	47.8	1.4	0.7%	40.2
23	Peru	15.4	0.4	0.2%	35.7
24	Other Middle East	8.1	0.2	0.1%	35.3
25	Other Europe & Eurasia	8.8	0.2	0.1%	33.4
26	Ukraine	22.7	0.6	0.3%	33.4
27	Egypt	65.2	1.8	1.0%	32.9
28	Oman	33.5	0.9	0.5%	30.7
29	China	115.6	3.3	1.8%	28.0
30	Poland	4.1	0.1	0.1%	27.5
31	Other S. & Cent. America	2.2	0.1	♦	24.9
32	Brunei	10.2	0.3	0.2%	23.6
33	Myanmar	10.0	0.3	0.2%	21.6
34	Brazil	15.9	0.5	0.2%	21.2
35	Uzbekistan	38.3	1.1	0.6%	19.7
36	Norway	72.4	2.0	1.1%	18.8
37	Other Asia Pacific	11.5	0.3	0.2%	17.5
38	Pakistan	22.7	0.6	0.3%	16.7
39	Malaysia	38.5	1.1	0.6%	15.8
40	Bolivia	11.2	0.3	0.2%	15.2
41	US	330.0	9.3	5.0%	13.6
42	Canada	71.4	2.0	1.1%	13.1
43	Colombia	5.7	0.2	0.1%	12.8
44	Bangladesh	9.7	0.3	0.1%	12.6
45	Netherlands	30.1	0.9	0.5%	12.4
46	Bahrain	6.7	0.2	0.1%	12.1
47	Romania	4.1	0.1	0.1%	10.6
48	Argentina	11.1	0.3	0.2%	8.9
49	Trinidad & Tobago	12.4	0.4	0.2%	8.2
50	Italy	1.8	0.1	♦	7.3
51	Denmark	1.2	0.0	♦	7.0
52	Thailand	10.1	0.3	0.2%	6.8
53	United Kingdom	8.6	0.2	0.1%	6.7
54	Mexico	12.3	0.3	0.2%	6.1
55	Germany	1.7	0.0	♦	5.9
Total World		6557.8	185.7	100.0%	55.1

* More than 100 years.
 ^ Less than 0.05
 ♦ Less than 0.05%.
 n/a not available.

Fuente: British Petroleum, elaboración propia.