



**“COMPETITIVIDAD EN EL SUMINISTRO DE GAS  
LICUEFACTADO EN ZONAS AISLADAS DEL SUR DEL PERÚ”**

**Trabajo de Investigación presentado  
para optar al Grado Académico de  
Magíster en Regulación y Gestión de Servicios Públicos**

**Presentado por**

**Sr. Luis Salas Rivera  
Sr. Aldo Andía Granadino**

**Asesor: Profesor Alfredo Dammert Lira**

**2016**

Dedicamos el presente trabajo a nuestras familias,  
por su apoyo incondicional.

Agradecemos a todos nuestros profesores y en especial a nuestro asesor, profesor Alfredo Dammert Lira, por su orientación, asesoramiento y dedicación.

## Resumen ejecutivo

El acceso universal al gas natural es ahora una política de Estado impostergable porque se trata una herramienta más para la lucha contra la pobreza y el cuidado del medio ambiente.

Esta política de Estado se ha visto reflejada en la emisión de una normativa específica que está orientada a promover la masificación del gas natural al interior del país, con un criterio claro de inclusión social. En la actualidad ya están en marcha proyectos de inversión que tienen como objetivo impulsar este proceso de masificación, tales como las concesiones de transporte y distribución de gas natural comprimido y licuefactado en diversas provincias.

No obstante, el alcance de estas concesiones es limitado, lo que implica que las poblaciones ubicadas fuera de su ámbito de acción se verán impedidas de acceder a los beneficios del gas natural en el corto y mediano plazo.

Partiendo de estas premisas, el presente trabajo de investigación analizará si es competitivo suministrar gas natural licuefactado en zonas aisladas del sur-oeste del Perú, donde el concesionario de transporte y distribución de gas natural licuefactado no tiene previsto desarrollar infraestructura.

Para tal fin, los autores de la presente investigación han seleccionado tres distritos, **Camaná, Chivay y Cocachacra**, que servirán como modelos de referencia para el análisis. Estos distritos se encuentran ubicados en las provincias de Camaná, Caylloma e Islay, respectivamente, todas ellas pertenecientes al Departamento de Arequipa.

La metodología de investigación se basa en dos esquemas de análisis:

- El esquema “Greenfield”, en el cual el operador realiza la inversión en la totalidad de la infraestructura requerida para el desarrollo en el uso del gas natural considerando solo una demanda residencial.
- El esquema “Brownfield”, en el cual el operador desarrolla la infraestructura a partir de la existencia de una **infraestructura de servicio previa**, que en el presente caso sería la de una empresa distribuidora de electricidad, que estará asociada a una demanda ancla correspondiente a un corredor vehicular. El suministro se realizará mediante una estación de venta de gas natural vehicular.

El modelo tarifario utilizado en el análisis es el de “empresa eficiente”, mediante el cual se simula una empresa ficticia optimizando su operación a los menores costos técnicamente posibles; esta empresa ficticia representa los costos a los cuales se enfrentaría una empresa real.

Bajo el esquema de análisis Greenfield se obtuvo como resultado una tarifa final del suministro de gas natural que está por encima del precio actual del combustible sustituto, por lo cual el suministro de gas natural no resulta competitivo.

**Tabla 1. Resultados del esquema de análisis Greenfield**

LOCALIDAD	PRECIO COMBUSTIBLE ACTUAL	PRECIO DEL GAS NATURAL	AHORRO
	US\$/MMBTU*	US\$/MMBTU	%
CAMANÁ	20,90	37,11	-78%
CHIVAY	20,26	24,67	-22%
COACHACRA	20,58	43,94	-114%

\* MMBTU: millón de unidades térmicas británicas.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Bajo el esquema de análisis Brownfield se obtuvo como resultado una tarifa competitiva del suministro de gas natural; es decir, en lo que respecta al segmento residencial, se genera un ahorro del orden del 20% con respecto al combustible sustituto que usan actualmente en las localidades objeto de la investigación.

**Tabla 2. Resultados del esquema de análisis Brownfield\***

LOCALIDAD	PRECIO COMBUSTIBLE ACTUAL	PRECIO DEL GAS NATURAL	AHORRO
	USD/MMBTU	USD/MMBTU	%
CAMANÁ	20,90	16,72	20
CHIVAY	20,26	16,21	20
COACHACRA	20,58	16,46	20

\*Base de demanda sobre 5.000 viviendas conectadas.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Índice

Índice de tablas.....	viii
Índice de gráficos .....	x
Índice de anexos .....	xi
Resumen ejecutivo.....	iv
Capítulo I. Introducción .....	1
Capítulo II. Definición de la hipótesis .....	4
1. Objetivo general.....	4
2. Objetivos específicos .....	4
3. Hipótesis central del trabajo de investigación.....	5
Capítulo III. La masificación del gas natural en el Perú.....	6
1. La masificación del gas natural en las provincias.....	6
2. La masificación del gas natural en la zona sur-oeste del Perú.....	8
Capítulo IV. Análisis de la oferta y demanda de gas natural.....	11
1. Oferta del suministro de gas natural. ....	11
2. Demanda en zonas aisladas.....	12
3. Selección de localidades y condiciones socioeconómicas .....	12
3.1 Camaná .....	13
3.2 Chivay.....	14
3.3 Cocachacra.....	15
4. Caracterización de carga .....	16
Capítulo V. Metodología aplicada .....	20
Capítulo VI. Estructura del suministro GNL.....	23
1. Componentes y parámetros del transporte de GNL .....	23
2. Componentes y parámetros de la distribución por ductos .....	25

<b>Capítulo VII. Evaluación económica</b> .....	29
1. Análisis de costos.....	29
2. Análisis de costos del transporte GNL.....	30
3. Análisis de costos de distribución por ductos .....	32
4. Cálculo de tarifa media .....	34
<b>Capítulo VIII. Implementación, evaluación y control de la estrategia</b> .....	37
1. Identificación de combustibles sustitutos .....	37
2. Análisis de sensibilidad.....	37
3. Análisis de resultados según el esquema Greenfield .....	39
<b>Capítulo IX. Propuesta bajo el esquema Brownfield</b> .....	41
1. Ajuste en redes de distribución .....	43
2. Cálculo de tarifa media ajustada bajo esquema Brownfield .....	44
3. Análisis de resultados bajo el esquema Brownfield.....	48
4. Análisis comparativo entre esquemas .....	49
5. Inclusión social .....	52
<b>Conclusiones y recomendaciones</b> .....	55
1. Conclusiones.....	55
2. Recomendaciones .....	56
<b>Bibliografía</b> .....	58
<b>Anexos</b> .....	61
<b>Nota biográfica</b> .....	86

## Índice de tablas

Tabla 1.	Resultados del esquema de análisis Greenfield.....	v
Tabla 2.	Resultados del esquema de análisis Brownfield.....	v
Tabla 3.	Número de clientes del primer plan de conexiones del contrato de concesión sur-oeste.....	10
Tabla 4.	Empresas ofertantes.....	11
Tabla 5.	Zonas aisladas objetivo.....	16
Tabla 6.	Usos potencialmente requeridos.....	16
Tabla 7.	Valores base de carga por gasodoméstico.....	17
Tabla 8.	Valoración de dimensiones por localidad.....	17
Tabla 9.	Componentes de carga y simultaneidad.....	18
Tabla 10.	Potencia de gasodomésticos por localidad.....	18
Tabla 11.	Caracterización de carga en Camaná.....	18
Tabla 12.	Caracterización de carga en Chivay.....	19
Tabla 13.	Caracterización de carga en Cocachacra.....	19
Tabla 14.	Demanda aplicable al modelo.....	19
Tabla 15.	Autonomía por localidad.....	24
Tabla 16.	Distancias recorridas.....	25
Tabla 17.	Tiempos de traslado.....	25
Tabla 18.	Frente de vivienda por región.....	27
Tabla 19.	Costos unitarios de inversión.....	30
Tabla 20.	Costos unitarios operativos.....	31
Tabla 21.	Costos transporte GNL en millones de US\$.....	32
Tabla 22.	Costos unitarios de inversión.....	33
Tabla 23.	Costos unitarios operativos.....	33
Tabla 24.	Costo de distribución por ductos.....	33
Tabla 25.	Crecimiento demanda segmento residencial en Lima y Callao.....	35
Tabla 26.	Demanda de gas natural.....	35
Tabla 27.	Ingresos requeridos para transporte de GNL.....	35
Tabla 28.	Ingresos requeridos para distribución por ductos.....	35
Tabla 29.	Tarifa servicio transporte del GNL.....	36
Tabla 30.	Tarifa servicio distribución del gas natural.....	36
Tabla 31.	Precio final del gas natural.....	36
Tabla 32.	Combustible empleado por localidad.....	37



Tabla 33.	Precio de combustible empleado por localidad .....	37
Tabla 34.	Sensibilidad conexiones versus recorrido.....	38
Tabla 35.	Sensibilidad conexiones vs recorrido .....	39
Tabla 36.	Similitudes entre empresas de servicios públicos de electricidad versus empresas de gas natural en el Perú .....	42
Tabla 37.	Ajustes en costos de inversión.....	43
Tabla 38.	Ajustes en costos operativos.....	44
Tabla 39.	Demanda segmento residencial .....	45
Tabla 40.	Crecimiento demanda segmento vehicular GNV en Lima y Callao.....	45
Tabla 41.	Demanda segmento vehicular GNV .....	36
Tabla 42.	Ingresos requeridos para servicio transporte GNL .....	46
Tabla 43.	Ingresos requeridos para servicio de distribución .....	46
Tabla 44.	Tarifa servicio transporte GNL .....	46
Tabla 45.	Tarifa servicio distribución del gas natural .....	47
Tabla 46.	Tarifa media de distribución del gas natural por segmentos .....	47
Tabla 47.	Tarifa diferenciada del servicio distribución del gas natural por segmentos...	47
Tabla 48.	Precio final del gas natural en zonas aisladas.....	48
Tabla 49.	Resultados de competitividad segmento residencial .....	49
Tabla 50.	Resultados de competitividad segmento GNV .....	49
Tabla 51.	Comparativo de transporte virtual entre esquemas.....	51
Tabla 52.	Comparativo de distribución entre esquemas .....	51
Tabla 53.	Costos de conversión a gas natural.....	53

## Índice de gráficos

Gráfico 1.	Masificación del gas natural en el Perú .....	8
Gráfico 2.	Cobertura de Camaná .....	13
Gráfico 3.	Cobertura de Chivay .....	14
Gráfico 4.	Cobertura de Cocachacra.....	15
Gráfico 5.	Modelo de empresa eficiente.....	20
Gráfico 6.	Variables modelo transporte GNL.....	23
Gráfico 7.	Esquema de transporte de GNL.....	24
Gráfico 8.	Variables del modelo de distribución .....	26
Gráfico 9	Tendido de redes de distribución.....	27
Gráfico 10.	Fórmula de cálculo de resultados por localidad .....	32
Gráfico 11.	Cálculo de tarifa media.....	34
Gráfico 12.	Evolución de tarifa final respecto de viviendas conectadas .....	39
Gráfico 13.	Cálculo de tarifa media ajustada bajo esquema Brownfield.....	44

## Índice de anexos

Anexo 1.	Caracterización de carga.....	62
Anexo 2.	Evaluación económica esquema Greenfield.....	65
Anexo 3.	Evaluación económica esquema Brownfield.....	70
Anexo 4.	Descripción de la cadena comercial del gas natural .....	76
Anexo 5.	Marco normativo sobre la masificación del GN.....	83
Anexo 6.	Precios de combustibles sustitutos .....	87

## **Capítulo I. Introducción**

En la actualidad se tiene conocimiento que la mayoría de la población del interior del Perú consume gas licuado de petróleo (GLP) y la leña. El precio del primero depende perniciosamente del precio del petróleo, y el segundo es usado sobre todo en el ámbito rural del país como una forma económica de conseguir energía, pero su combustión genera un considerable daño a la salud de pobladores, así como un importante daño al medio ambiente.

Los hechos han demostrado que el gas natural (GN) es el único combustible que hace posible alcanzar el objetivo trazado por el Estado Peruano de dar acceso a la población a una energía económica, segura, limpia y respetuosa del medio ambiente. En suma, el GN es una alternativa versátil y capaz de satisfacer la demanda energética interna, lo que supone liberar a los peruanos de la dependencia del petróleo y sus derivados.

Pese a ello, el nivel de inserción del GN en el país aún es limitado y poco significativo, ya que solo la población ubicada en los departamentos de Lima e Ica tienen acceso a un sistema de redes de distribución de GN, quedando en compás de espera el resto del país.

Por tal motivo ahora se debe promover e intensificar de manera eficaz y eficiente el proceso de masificación del GN en las demás provincias, dando prioridad a los segmentos más vulnerables de la población, sobre todo a aquellos que están alejados de los actuales gasoductos convencionales e incluso fuera del ámbito de influencia de las concesiones que transportarán y distribuirán gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL).

Se debe tener presente que la masificación del GN no es una cuestión solo de cuánto o qué volumen de gas se consume sino de cuán significativo es el número de consumidores que se abastecerán en el corto y mediano plazo.

En este contexto, se debe resaltar que en el año 2013, y en aras de promover la masificación del GN al interior del país, el Estado Peruano concesionó tres proyectos para el transporte y la distribución de GNC y GNL en las zonas del centro, norte y sur-oeste del Perú. La diferencia de estas concesiones con respecto a las anteriores (Lima e Ica) radica en la modalidad de transporte y suministro del GN, ya que están alejadas del gasoducto convencional operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP); por ello, el suministro se realiza mediante camiones cisterna especialmente equipados. Esta modalidad se denomina transporte virtual, ya que no

requiere de ductos y permite transportar el gas natural en diferentes estados de energía, ya sea en estado gaseoso (GNC) o en estado líquido (GNL).

Cabe precisar que el desarrollo de esta modalidad de suministro de gas natural ocurre en aquellas localidades que remuneran la inversión y gastos de operación; es decir, en zonas cuya demanda garantice la sostenibilidad del negocio. Es importante que las zonas cuenten con consumidores que puedan realizar la función de ancla, que con su demanda garanticen la sostenibilidad de estos proyectos. El negocio, visto de esta manera, relega a aquellas localidades que no disponen de actividades industrializadas que justifiquen la distribución del gas natural; por ello, los autores de la presente investigación buscan optimizar la operación de tal forma que sea posible su atención de estas zonas.

Ahora bien, para avanzar en la masificación del GN es necesario conocer cuál es el mercado potencial. De acuerdo con los datos del sector eléctrico dados a conocer por la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2012:31-32) del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), en el sur del país el mayor número de conexiones eléctricas lo tenía Arequipa con 230.000, seguida de Puno con 92.000; Cusco, con 85.000; Tacna, con 71.000, y Moquegua, con 40.000. En total, estas cinco regiones tienen 518.000 conexiones eléctricas hasta el año 2012, las cuales podrían ser equivalentes al universo de conexiones posibles de GN.

En función de lo anterior se debe reconocer que, mediante la concesión otorgada a la empresa Gas Natural Internacional SDG S.A. (FENOSA) para el transporte y distribución de GNL en las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna, no se llegará a todos los lugares y clientes residenciales posibles ubicados en la zona sur-oeste del país, ni mucho menos el concesionario estará obligado a abastecer a un cliente que no forme parte de su compromiso mínimo.

La motivación de los autores de la presente investigación se basa en obtener respuestas a las preguntas que gran parte de la población se realiza como ¿quién transportará y distribuirá el GN a las zonas periféricas de las ciudades o zonas aisladas del sur del país que no serán atendidas por FENOSA?, ¿qué niveles de cobertura en términos de distancia recorrida y número de clientes atendidos hacen viable la utilización de los gasoductos virtuales?, ¿masificar el GN en las provincias del sur del país con redes es competitivo frente a los combustibles sustitutos actuales?

Así, la importancia de esta investigación radica en la posibilidad de analizar y discutir todas las interrogantes antes indicadas a efectos de determinar si es posible y eficiente una estructura comercial y regulatoria óptima para el transporte y distribución de GNL, que contribuya al proceso de masificación del GN en zonas aisladas del sur del Perú.

En esa línea, el presente trabajo de investigación comprende los siguientes aspectos:

- Análisis de oferta y demanda.
- Definición metodológica.
- Evaluación económica.
- Determinación de competitividad.
- Propuesta bajo esquema Brownfield.
- Inclusión social.

En consecuencia, el presente trabajo de investigación busca aportar al debate acerca de los lineamientos que debería seguir el Estado en materia de la masificación del GN en el interior del país, ya que los autores de la presente tesis consideran que debe intensificarse el proceso de expansión del GN, de forma tal que esta energía llegue al mayor número de residencias y con el mayor grado de eficiencia posible.

## **Capítulo II. Definición de la hipótesis**

El interés particular de los autores es analizar si el suministro de GNL en el sur-oeste del país puede ser competitivo frente a los combustibles sustitutos, sobre todo en las zonas del sur que no serán atendidas por el concesionario de transporte y distribución de GNL por red de ductos.

En este caso en particular, el análisis se realizará en tres distritos seleccionados (Camaná, Chivay y Cocachacra), que se encuentra ubicados en el departamento de Arequipa (en adelante y para efectos de la investigación se denominarán en conjunto “zonas aisladas”). No obstante, tales localidades no son limitativas para el modelo desarrollado en la investigación.

La metodología de análisis consistirá en la combinación de análisis de datos reales, de la literatura económica relevante, y el criterio y percepción que tienen los autores de la investigación sobre la problemática de este mercado.

Bajo estas líneas matrices, a continuación, se presentan los objetivos del trabajo de investigación:

### **1. Objetivo general**

Analizar si es factible y competitivo suministrar GNL a consumidores finales ubicados en las zonas aisladas, cuyas viviendas se encuentran alejadas del sistema de transporte y distribución por red de ductos.

### **2. Objetivos específicos**

- Determinar la competitividad del suministro de GNL con respecto al sustituto empleado.
- Analizar los esquemas comerciales que podrían hacer posible y razonable el suministro de GN en aquellas zonas aisladas que no cuenten con el grado de industrialización que podría perseguir un potencial inversionista.

El presente trabajo de investigación pretende determinar la competitividad del suministro del GNL en las zonas aisladas, las cuales corren el peligro de ser relegadas de los beneficios del GN porque su abastecimiento no es rentable para los intereses del concesionario FENOSA.

### **3. Hipótesis central del trabajo de investigación**

Considerando los objetivos que se busca lograr mediante el presente trabajo de investigación, se puede decir que la hipótesis central será la siguiente: **“El suministro de gas natural licuefactado es competitivo en las zonas aisladas”**.

En ese sentido, la presente tesis busca aportar evidencias para demostrar que, en las condiciones actuales del mercado y bajo el esquema de concesiones previsto por el Estado, el suministro de GNL resulta competitivo en las zonas del sur-oeste del país que no estarán conectadas a la red de ductos de FENOSA.

A partir de este análisis situacional se podrá proponer una estructura de operación eficiente que haga competitivo el uso del GN, específicamente en aquellas zonas aisladas del sur-oeste del país donde el concesionario de distribución de GNL no muestra interés en desarrollar infraestructura.



### **Capítulo III. La masificación del gas natural en el Perú**

#### **1. La masificación del gas natural en las provincias**

Como se ha podido apreciar, la masificación del GN estaba circunscrita a algunos distritos de Lima e Ica, donde existe la convergencia de factores que facilitan las conversiones domiciliarias al gas natural y otras. Evidentemente, el relativo éxito de la masificación del GN en Lima ha sido un incentivo para buscar soluciones que permitan el transporte y distribución del gas en otras regiones del país, a efectos que puedan dinamizar su desarrollo económico y social y así mejorar las posibilidades de los sectores más vulnerables de la población.

Al año 2011 ya se contaba con un marco regulatorio específico que buscaba incentivar el consumo de GN en las diversas circunscripciones territoriales del país. Si bien, estas normas contribuían a la masificación del GN en el resto del Perú, todavía se cuestionaba que el gas fuera efectivamente más económico que el GLP.

Por esta razón, en el año 2012 se creó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) que, para el caso del GN, se centraba en subsidiar ciertos costos que se constituían en una barrera de entrada para el uso de GN, tales como la conexión y la instalación interna.

Asimismo, otro factor que contribuyó a la descentralización del suministro del GN son las nuevas tecnologías disponibles para su transporte. En efecto, a pocos de años del inicio de las operaciones de distribución de GN por red de ductos en Lima y Callao, se comenzó a introducir en el Perú el sistema de gasoductos virtuales, que no es otra cosa que el transporte de GNL y GNC mediante camiones cisternas hasta el punto de uso final.

Estas modalidades alternativas de transporte de GN se sustentan cuando:

- Hay poblaciones retiradas de los gasoductos y la demanda de gas no justifica económicamente la construcción de un gasoducto convencional o, simplemente, no es posible su construcción en el corto plazo.
- Hay clientes industriales o comerciales que por la magnitud de sus operaciones cuentan con la tecnología necesaria para ser suministrados directamente en sus instalaciones, sin que sea necesario construir previamente una red de ductos.

Es por ello que, los gasoductos virtuales se han utilizado en algunos países cuando se quiere ir creando la cultura del gas o polos de desarrollo, mientras se construye la red nacional de gasoductos.

En ese sentido, las diferentes tecnologías disponibles para el transporte de GN obligaron a los agentes del mercado a considerar una serie de factores antes de elegir una forma particular de transporte; entre ellos se puede destacar tanto el volumen como la distancia entre el punto de origen y destino.

Aquí es importante mencionar que la industria del GN en el Perú comprende un conjunto de actividades que van desde la exploración y producción del gas, hasta la distribución y comercialización a los consumidores finales. Algunas de estas actividades constituyen monopolios naturales y, por lo tanto, se encuentran sujetas a regulación de tarifas, mientras que otras actividades se desarrollan en el marco de la libertad de precios.

En el transporte y distribución de GNC y GNL por medio de gasoductos virtuales para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, los precios se establecen en un entorno competitivo, donde interactúan la oferta y la demanda. El Estado no interviene, conforme a lo establecido en el Decreto Supremo N° 057-2008-EM, norma cuyo objetivo es establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de GNL y GNC.

En esa línea, desde hace algunos años, existen empresas privadas brindando estos servicios de transporte y comercialización de GNL y GNC a distintos consumidores finales. Primero comenzaron en Lima y luego comenzaron a salir a provincias, sin apoyo del gobierno, solo iniciativa privada.

Sin perjuicio de lo anterior, es importante destacar que las actividades de transporte y distribución de GN por red de ductos se encuentran sujetas a regulación de tarifas por parte de Osinergmin. Entre éstas se cuentan el sistema de transporte de GN por ductos de Camisea al *city gate* operado por la empresa TGP; el sistema de distribución de GN por red de ductos de Lima y El Callao operado por la empresa Cálidda, y el sistema de distribución de GN por red de ductos en el departamento de Ica, operado por la empresa Contugas.

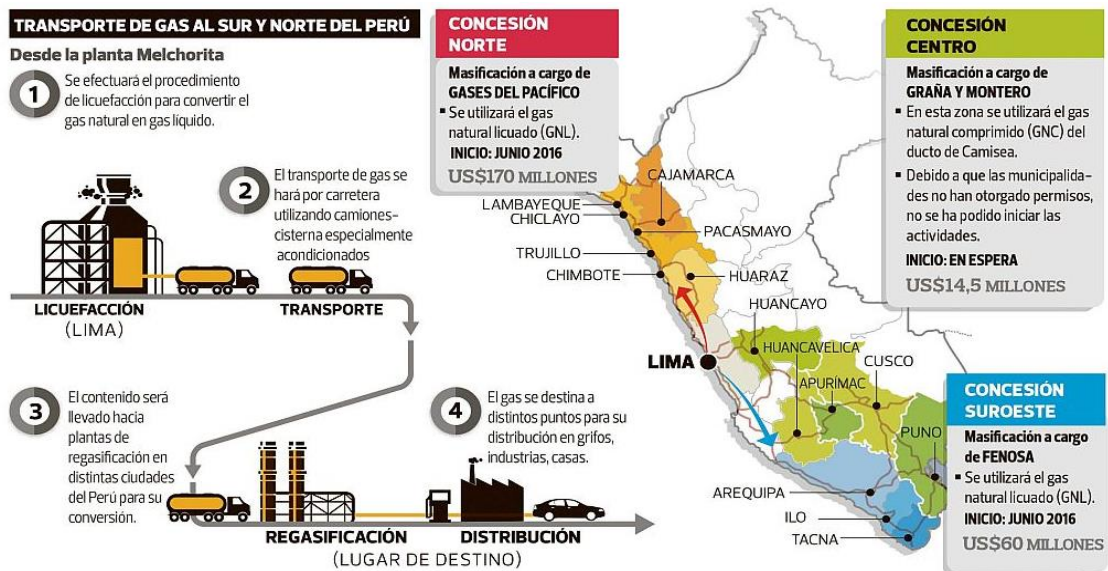
El Estado fomenta y desarrolla los diversos usos del GN buscando que sea accesible a todos los consumidores por el sistema de ductos, dentro del marco de la Ley N° 29969, ley que dicta

disposiciones para promover la masificación del GN. Sin embargo, las limitaciones geográficas han generado la necesidad de buscar nuevas formas de abastecimiento, siendo necesario el empleo de los gasoductos virtuales para el transporte del GNL o GNC desde Lima a las provincias del Perú.

De esta manera, se busca acelerar la transformación prioritaria en el sector residencial, comercial y transporte vehicular con GNV, priorizando a la población de menos recursos y a aquellas regiones que no cuentan con dinero del canon. Asimismo, el artículo 4 de la citada ley autoriza a los gobiernos regionales y locales a realizar el financiamiento de los estudios respectivos y la inversión para el desarrollo de los programas de inserción de GN, incluyendo su operación y mantenimiento.

Bajo este marco normativo, el Estado Peruano ha concesionado proyectos para expandir el consumo de GN en las ciudades del norte, sur-oeste y la región alto andina del país, mediante el uso de gasoductos virtuales. A continuación, se muestra el ámbito de las concesiones otorgadas en el año 2013:

**Gráfico 1. Masificación del gas natural en el Perú**



Fuente: Saldarriaga, 2015.

## 2. La masificación del gas natural en la zona sur-oeste del Perú

En el caso del sur del país, la estrategia inicial de la masificación del GN estuvo enfocada solo en el desarrollo de un gasoducto convencional de transporte que pasará por las provincias del sur,

para luego, desde allí, hacer los otros eslabones, sin considerar que: (i) para desarrollar un gasoducto se requiere tener comprometido gas que inyectar en el ducto y clientes que puedan consumirlo a largo plazo, (ii) para atender la demanda de las casas y las estaciones de gas natural vehicular (GNV) no se requiere mucho gas y (iii) tampoco se había considerado que el GN puede ser transportado en camiones como GNC o como GNL hasta el punto donde empieza la distribución residencial por ductos.

Es importante recordar que hasta el año 2012, la construcción y operación del gasoducto del sur no estaban definidos del todo y no se tenía la certeza de los clientes que soportarían una demanda significativa de GN a largo plazo.

Dada esta coyuntura poco favorable para la masificación del GN en el sur, es que en el primer semestre del 2013 Proinversión desarrolló el concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto: “Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional”, el cual tuvo como objetivo extender el uso del gas natural, con el fin de llevar las ventajas económicas y ambientales generadas por su uso a distintas localidades del sur del país.

En esa línea, el 25 de julio de 2013 se otorgó la Buena Pro de la Concesión sur-oeste a la empresa Gas Natural Internacional SDG S.A. (FENOSA), el cual abastecerá de GNL a las siguientes ciudades: Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna. El proyecto consiste en brindar el servicio de distribución de gas natural por red de ductos en las áreas de concesión, para lo cual se contempla la siguiente infraestructura:

- Transporte terrestre de GNL desde los puntos de suministro (operación de gasoductos virtuales).
- Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL y las estaciones de regulación, medición y odorización, a ubicarse en las ciudades por abastecer.
- Sistema de distribución de gas natural por red de ductos para suministrar a los usuarios finales.

El concesionario se comprometió a conectar a 64.000 clientes residenciales en total en un plazo de siete años, de acuerdo con el Primer Plan de Conexiones, que se encuentra contenido en el anexo 5 del contrato de concesión. El plazo de la concesión es de 21 años, que incluye el periodo de construcción (24 meses). Es importante señalar que los consumidores de la categoría A

(residenciales) que se conecten en el primer plan de conexiones, no se cobrará los cargos por acometida, derecho de conexión y redes internas.

A continuación, se detalla el primer plan de conexiones del contrato de concesión sur-oeste:

**Tabla 3. Número de clientes del primer plan de conexiones del contrato de concesión sur-oeste**

Localidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total por localidad
Arequipa	1.404	4.664	12.081	6.473	9.874	3.467	2.199	<b>40.162</b>
Moquegua	114	392	999	623	838	291	186	<b>3.433</b>
Tacna	557	1.856	4.733	2.585	3.905	1.371	870	<b>15.917</b>
Ilo	155	521	1.346	726	1.100	385	245	<b>4.478</b>
<b>Total</b>	<b>2.230</b>	<b>7.433</b>	<b>19.199</b>	<b>10.407</b>	<b>15.717</b>	<b>5.514</b>	<b>3.500</b>	<b>64.,000</b>

Fuente: Proinversión, 2013.

Cabe precisar que el desarrollo del GN se dará en aquellas localidades que remunerarán la inversión y los gastos de operación para lo cual, en muchas ocasiones, se requiere de industrias que realicen la función de ancla y son las que garantizan la sostenibilidad de los proyectos, quedando relegados los pueblos con actividades no industrializadas.

En función de lo anterior es importante reconocer que mediante la concesión otorgada a FENOSA no se llegará a todos los lugares y clientes residenciales posibles del sur-oeste del país, ni mucho menos el concesionario estará obligado a abastecer a un cliente que no forme parte de su compromiso mínimo; es allí donde la presente investigación cobra mayor realce porque se orienta a aquellas zonas relegadas.

## Capítulo IV. Análisis de la oferta y demanda de gas natural

La oferta y la demanda se regirán bajo los principios de la teoría económica haciendo hincapié en las contracciones y expansiones ante eventos que puedan surgir con el tiempo. En el análisis se determinará qué combinación de recorrido y demanda hacen competitivo el GN; y de allí los autores se enfocarán estrictamente a las zonas aisladas que se beneficiarán con el suministro de GN.

### 1. Oferta del suministro de gas natural

La oferta del servicio de transporte virtual de GN está comprendida por empresas reguladas y por empresas no reguladas; ambas cuentan con una flota de unidades que están en condiciones de prestar dicho servicio.

**Tabla 4. Empresas ofertantes**

EMPRESAS	TIPO	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN
CALIDDA	Regulada	DUCTOS	RED DE DUCTOS
CONTUGAS	Regulada	DUCTOS	RED DE DUCTOS
GASES DEL PACIFICO	Regulada	GNL	RED DE DUCTOS
GAS NATURAL FENOSA	Regulada	GNL	RED DE DUCTOS
CLEAN ENERGY	No regulada	GNC	DIRECTA/CLIENTE
ENERGIGAS	No regulada	GNC	DIRECTA/CLIENTE
NEOGAS	No regulada	GNC	DIRECTA/CLIENTE
GRIFOS ESPINOZA	No regulada	GNC	DIRECTA/CLIENTE

Fuente: Sistema Comercial de Gas Natural, 2016.

Elaboración: Propia, 2016.

Con la finalidad de conocer la disposición de los ofertantes a prestar este servicio de transporte virtual de GN focalizado se realizaron una serie de entrevistas con los funcionarios de cada empresa llegando a la conclusión que:

- Las empresas no reguladas buscan rentabilizar el negocio en el corto plazo, orientándolo a clientes de alto consumo como industrias, por lo que el mercado focalizado residencial no está dentro de sus prioridades.
- Las empresas reguladas buscan rentabilizar el negocio en el largo plazo siempre que la demanda remunere la inversión y la operación del servicio; es decir, se garantice la sostenibilidad del negocio.

A partir de estas ideas fuerza los autores decidieron enfocar la investigación en el suministro de GNL, que actualmente es brindado por empresas reguladas. Dichas empresas operan en zonas concesionadas otorgadas por el Estado Peruano, esto debido a que la construcción de un gasoducto convencional que conecte las zonas aisladas con el sistema de transporte actual conllevaría a inversiones muy elevadas difícilmente remuneradas por una tarifa libre de subsidios.

La lógica del esquema antes indicado se puede reconocer en otras realidades regionales e internacionales, donde suelen comenzar con suministro de GNL y una vez que la demanda se fortalece y las variables económicas proceden, se construye el gasoducto.

El análisis permitirá determinar qué combinación de distancia versus demanda hace viable y competitivo el GNL; y de allí el trabajo se enfocará estrictamente en las zonas aisladas que se beneficiarán con el suministro de dicho gas.

## **2. Demanda en zonas aisladas**

Como ya se dijo, las zonas aisladas son aquellas áreas que no serán abastecidas en el mediano ni largo plazo por un gasoducto convencional y cuya única alternativa es su abastecimiento mediante el gasoducto virtual. Estas zonas aisladas se caracterizan por presentar una demanda esencialmente residencial, de allí que no sea un negocio atractivo para que las empresas privadas incursionen en ellas.

Asimismo, es importante resaltar que la demanda del energético de las poblaciones depende de las actividades básicas que realicen en el día a día; es por ello que se analizarán las condiciones socioeconómicas de cada localidad y se determinará el consumo de cada zona, considerando que entre ellas existen condiciones climáticas diferentes.

## **3. Selección de localidades y condiciones socioeconómicas**

Los criterios tomados para la selección de las localidades responden a zonas cuya población sea reducida, su actividad económica no sea industrializada y que sus condiciones climáticas sean diferentes. No obstante, lo anterior, los autores consideran que el modelo propuesto puede ser aplicado a cualquier otra zona aislada del Perú.

### 3.1 Camaná

El distrito de Camaná es uno de los ocho distritos que conforman la provincia de Camaná, en el departamento de Arequipa. Se encuentra bajo la administración del Gobierno Regional de Arequipa, en el sur del Perú. Está situado a orillas del Océano Pacífico, a 15 msnm. Pueblo pequeño, de más de 14.758 habitantes con una tasa de crecimiento para la provincia de Camaná de 1,94% (Colaboradores de Wikipedia 2015; Instituto Nacional de Estadística e Informática [INEI] 2007).

La economía de Camaná se basa en la agricultura gracias a sus fértiles tierras donde se cosecha en mayor cantidad el arroz camanejo, uno de los más sabrosos del mundo. El turismo es la segunda actividad en importancia en la zona, gracias a sus hermosas playas, abundante oferta hotelera y sus impresionantes paisajes que lo hacen un lugar muy concurrido en verano y el favorito de los arequipeños. La pesca también juega un rol importante en la caleta de Quilca. También la industria, ya que al nor-oeste de Quilca se encuentra una fábrica de harina de pescado (Colaboradores de Wikipedia 2015a). La temperatura media anual es de 20 °C (Climate-data.org., s.f.a).

**Gráfico 2. Cobertura de Camaná**



Fuente: Google Earth, s.f.a.  
Elaboración: Propia, 2016.



### 3.2 Chivay

El distrito de Chivay es uno de los veinte distritos que conforman la provincia de Caylloma en el Departamento de Arequipa, bajo la administración del Gobierno regional de Arequipa, en el sur del Perú. Está situado a 3.635 msnm en la vertiente occidental de la Cordillera de los Andes, en la parte alta del Cañón del Colca (Colaboradores de Wikipedia 2016).

El nombre de Chivay proviene del término quechua “chuy” o “chua” que en español significa plato de barro por la forma de hoyada del pueblo (Colaboradores de Wikipedia 2016). El distrito tiene una población aproximada de 6.532 habitantes (INEI 2007). La temperatura media anual es de 9 °C (Climate-Data.org. s.f.b).

**Gráfico 3. Cobertura de Chivay**



Fuente: Google Earth, s.f.b.  
Elaboración: Propia, 2016.

### 3.3 Cocachacra

El distrito de Cocachacra es uno de los seis distritos que conforman la provincia de Islay en el Departamento de Arequipa, bajo la administración del Gobierno regional de Arequipa, en el sur del Perú (Colaboradores de Wikipedia 2015b). Tiene una población aproximada de 9.342 habitantes (INEI 2007). La temperatura media anual es de 19.6 °C (Climate-Data.org. s.f.c).

**Gráfico 4. Cobertura de Cocachacra**



Fuente: Google Earth, s.f.c.  
Elaboración: Propia, 2016.

Teniendo en cuenta que la finalidad del trabajo de investigación es determinar si es factible el suministro de GN a las poblaciones alejadas a las infraestructuras de redes, es importante reconocer que uno de los puntos de partida del análisis es definir la población objetivo y el número de viviendas conectadas por cada localidad. Entiéndase que el número de viviendas objetivo será determinado en función de los resultados del modelo, es decir, aquel nivel de demanda que haga competitiva la tarifa final al usuario.

**Tabla 5. Zonas aisladas objetivo**

LOCALIDAD	DEPARTAMENTO	POBLACION
Camaná	AREQUIPA	14.758
Chivay	AREQUIPA	6.532
Cocachacra	AREQUIPA	9.342

Fuente: INEI, 2007.

Elaboración: Propia, 2016.

Por otro lado, de las condiciones climáticas y socioeconómicas de cada una de las localidades seleccionadas, se puede advertir que éstas se caracterizan por hacer uso básico de la energía; es decir, la emplean solo con fines de cocción y para calentamiento de agua utilizando como combustible el GLP.

Sin embargo, se debe precisar que existen potenciales usos del GN que mejoran la calidad de vida de las personas, tales como la calefacción, sobre todo en aquellas zonas cuya temperatura media anual es muy reducida (caso Chivay).

#### **4. Caracterización de carga**

La caracterización de la carga permitirá conocer la demanda de GN requerida por cada localidad; para ello se requiere de un análisis sobre los usos que se le dará al GN en cada vivienda de las localidades objetivo.

**Tabla 6. Usos potencialmente requeridos**

ACTIVIDADES	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
Cocción	SI	SI	SI
Calentador agua	SI	SI	SI
Calefacción	NO	SI	NO
Secado	NO	NO	NO

Fuente: Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) - Sucursal Arequipa, 2016.

Elaboración: Propia, 2016.

El método que se utilizará será uno matricial basado en la diferenciación de artefactos gasodomésticos y características de consumidores (Lanziani 2005:39). Así, se distinguen tipos distintos de gasodomésticos a los que se asignará un valor en base a la carga instalada y del coeficiente de simultaneidad correspondiente a un gran número de usuarios.

**Tabla 7. Valores base de carga por gasodoméstico**

ARTEFACTOS	CARGA Kcal/h	COEFICIENTE SIMULTANEIDAD CS
Cocción	10.000	0,18
Calentador agua	25.000	0,2
Calefacción	30.000	0,6
Secado	6.000	0,18

Fuente: Lanziani, 2005:39.

Elaboración: Propia, 2016.

Cabe precisar que la caracterización de la carga varía de locación en locación, siendo afectada por las condiciones climáticas y socio culturales de la zona; razón por la cual se han resaltado las características de cada localidad en función a algunas dimensiones como calidad de vivienda, tipo de vivienda, tamaño de vivienda, temperatura mínima y modalidad de consumo; cada una de estas dimensiones tiene rangos con una valoración asignada. La valoración y dimensiones se adjuntan en los anexos del trabajo.

**Tabla 8. Valoración de dimensiones por localidad**

LOCALIDAD	CALIDAD	TIPO VIVIENDA	TAMAÑO VIVIENDA	TEMPERATURA MÍNIMA	MODALIDAD DE CONSUMO
CAMANÁ	2	1	2	4	2
CHIVAY	2	1	1	3	2
COCACHACRA	2	1	1	4	2

Fuente: Lanziani, 2005:41.

Elaboración: Propia, 2016.

Asimismo, para determinar la caracterización de carga por vivienda se utilizará un componente relacionado con la potencia de cada equipo y un coeficiente de simultaneidad dado que es improbable que todos los equipos de la población se usen el mismo tiempo. Ambos (componente y coeficiente) se aplicarán según el equipo utilizado y según la dimensión considerada.

**Tabla 9. Componentes de carga y simultaneidad**

FACTORES		CALIDAD VIVIENDA				TIPO DE VIVIENDA			TAMAÑO VIVIENDA				TEMPERATURA				MODALIDAD DE CONSUMO		
ARTEFACTOS		1	2	3	4	1	2	3	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
Cocción	C1	0,85	0,9	0,95	1	1	1	1	0,85	0,9	0,95	1	1	1	1	1	1	1	1
	C2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,95	0,9	0,85	0,9	1	1,1
Calentador agua	C1	0,7	0,8	0,9	1	1	1	1	0,7	0,8	0,9	1	1	0,9	0,8	0,7	1	1	1
	C2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,95	0,9	0,85	0,9	1	1,1
Calefacción	C1	0,85	0,9	0,95	1	1	0,98	0,96	0,55	0,7	0,85	1	1	0,8	0,6	0,4	1	1	1
	C2	0,85	0,9	0,95	1	1	0,98	0,96	1	1	1	1	1	0,9	0,8	0,7	0,9	0,95	1
Secador	C1	0	0	0,9	1	1	1	1	0,7	0,8	0,9	1	1	0,85	0,9	0,85	1	1	1
	C2	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Lanziani, 2005:42.  
Elaboración: Propia, 2016.

La potencia de los gasodomésticos considerando los efectos de simultaneidad en cada localidad arrojan los siguientes resultados:

**Tabla 10. Potencia de gasodomésticos por localidad**

ARTEFACTO	CAMANÁ			CHIVAY			COCACHACRA		
	kcal/h	CS	kcal/h s	kcal/h	CS	kcal/h s	kcal/h	CS	kcal/h s
Cocción	8.100,00	0,15	1.239,30	7.650,00	0,16	1.239,30	7.650,00	0,15	1.170,45
Calentador agua	11.200,00	0,17	1.904,00	11.200,00	0,18	2.016,00	9.800,00	0,17	1.666,00
Calefacción	7.560,00	0,36	2.714,80	8.910,00	0,41	3.656,66	5.940,00	0,36	2.133,05
<b>TOTAL</b>			5.858,10			6.911,96			4.969,50

Fuente: Lanziani, 2005.  
Elaboración: Propia, 2016.

En base a la caracterización de la carga y al tiempo de uso de cada equipo se determina el volumen de gas natural (metro cúbico por mes):

**Tabla 11. Caracterización de carga en Camaná**

CAMANÁ	CARGA			USO	CONSUMO	
	kcal/h	Poder calorífico kcal/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /h	h/día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
Cocción	1.239,30	9.300,00	0,13	2,00	0,27	8,10
Calentador agua	1.904,00	9.300,00	0,20	1,00	0,20	6,22
Calefacción	2.714,80	9.300,00	0,29	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>			0,63		0,47	14,33

Fuente: Lanziani, 2005.  
Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 12. Caracterización de carga en Chivay**

CHIVAY	CARGA			USO	CONSUMO	
	kcal/h	Poder calorífico kcal/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /h	h/día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
Cocción	1.239,30	9.300,00	0,13	2,00	0,27	8,10
Calentador agua	2.016,00	9.300,00	0,22	0,75	0,16	4,94
Calefacción	3.656,66	9.300,00	0,39	1,00	0,39	11,95
<b>TOTAL</b>			0,74		0,82	25,00

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 13. Caracterización de carga en Cocachacra**

COCACHACRA	CARGA			USO	CONSUMO	
	kcal/h	Poder calorífico kcal/m <sup>3</sup>	m <sup>3</sup> /h	h/día	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
Cocción	1.170,45	9.300,00	0,13	2,00	0,25	7,65
Calentador agua	1.666,00	9.300,00	0,18	0,75	0,13	4,08
Calefacción	2.133,05	9.300,00	0,23	0,00	0,00	0,00
<b>TOTAL</b>			0,53		0,39	11,74

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Por lo tanto, la demanda que se utilizará como dato de entrada en el modelo será la siguiente:

**Tabla 14. Demanda aplicable al modelo**

LOCALIDADES	CONSUMO
	m <sup>3</sup> /mes
CAMANÁ	14,33
CHIVAY	25,00
COCACHACRA	11,74

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Capítulo V. Metodología aplicada

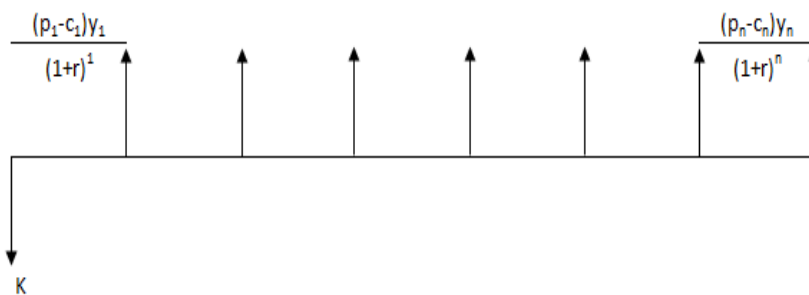
El desarrollo del presente trabajo de investigación presentará dos esquemas: el primero bajo un esquema Greenfield, en el cual se desarrollará la infraestructura en su totalidad, y el segundo bajo un esquema Brownfield, en el cual se desarrollará la infraestructura sobre algo ya implementado por alguna empresa operadora de la zona.

El modelo tarifario utilizado es el modelo de empresa eficiente, mediante el cual se simulará una empresa ficticia optimizando su operación a los menores costos técnicamente posibles; esta empresa ficticia representa los costos a los cuales se enfrentaría una empresa real.

Cabe precisar que las inversiones en infraestructura deben ser útiles e indispensables para prestar el servicio de distribución de gas natural, así se garantiza que las tarifas remuneren los costos de una empresa eficiente; con esto se evidencian incentivos de alto poder a las empresas reguladas para que se comporten eficientemente, de no ser así se generarían pérdidas de eficiencia social con sobreinversión en infraestructura.

Los precios o tarifas bajo este modelo parten de la condición de sostenibilidad; es decir, las inversiones realizadas deben ser cubiertas mediante los flujos de ingresos menos los costos generados por la operación, dando un Valor Actual Neto (VAN) igual a cero:

### Gráfico 5. Modelo de empresa eficiente



$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{p_i \times y_i}{(1+r)^i} - K$$

Fuente: Dammert, 2013:265.

Dónde:

VAN: Valor actual neto.

P: precio.

Y: cantidad.

R: Tasa de descuento.

K: Inversión

N: Numero de periodos.

Asignando el VAN = 0 implica fijar precios iguales a los costos medios de largo plazo expresados mediante la siguiente fórmula:

$$p = c + \frac{K(Q)}{Q(P)XR}$$

Dónde:

p: precio.

c: costo variable.

k(q): costo de inversión.

Q(p): unidades demandadas al precio p.

1/R: factor de descuento.

Con el precio igual al costo medio de largo plazo se lograrían los objetivos de la regulación alcanzando una eficiencia asignativa, ya que los precios reflejan los costos, una eficiencia productiva mediante costos eficientes, y también eficiencia distributiva porque los beneficios son normales.

Se ha estructurado una empresa modelo para abastecer la demanda sobre criterios de eficiencia teniendo en cuenta la dispersión geográfica y niveles esperados de consumo, de allí que sea de suma importancia para aquellas localidades cuya población no se encuentre dispersa para lograr economías de tamaño.

La metodología que se aplicará está basada en el *netback*, para lo cual los autores se han enfocado en responder a dos preguntas: ¿Cuál es el costo de brindar el servicio? y ¿cuál es el precio que está dispuesto a pagar el consumidor? Considerando que el gas natural es utilizado como combustible entonces el *netback* del gas natural es el valor que el consumidor ahorra sobre el combustible sustituto que habría utilizado en caso no estuviera disponible.



En el presente trabajo de investigación el precio máximo que el consumidor estaría dispuesto a pagar por el suministro de gas natural sería el precio del combustible sustituto o el combustible que actualmente utiliza.

Para el cálculo del *netback* existen numerosos enfoques; los autores utilizarán el enfoque del Long Run Marginal Cost (LRMC) el cual es el más recomendado según M.A. Mian (2011:349).

## Capítulo VI. Estructura del suministro GNL

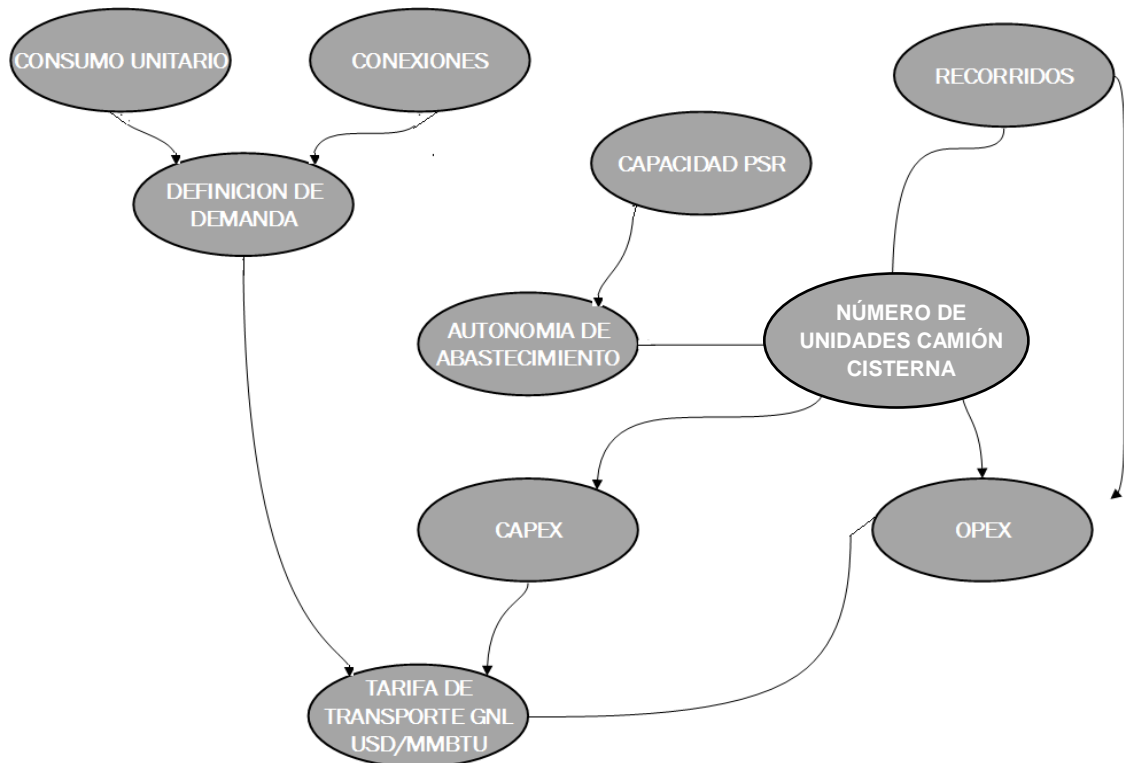
Para fines del trabajo de investigación, el suministro de GNL abarca el transporte virtual y la distribución por red de ductos en las zonas aisladas.

A continuación, se definirán los criterios adoptados para estructurar el sistema.

### 1. Componentes y parámetros del transporte de GNL

Las variables de entrada necesarias para elaborar un modelo que permita determinar la tarifa de transporte de GNL son las siguientes:

**Gráfico 6. Variables modelo transporte GNL**

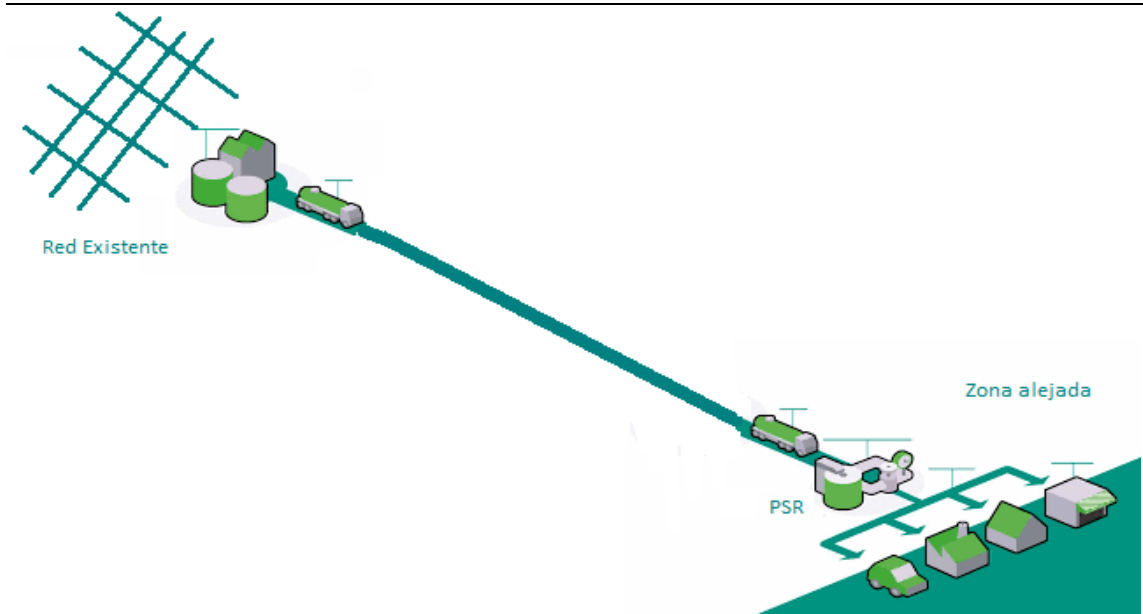


Fuente: Elaboración propia, 2016.

La estructura del sistema de transporte de GNL comprende como inversión el tracto y la cisterna, el número de unidades móviles se determinarán en función de la demanda requerida. La parte operativa estará asociada al recorrido y a la autonomía de la planta satélite de regasificación; entiéndase por autonomía a la frecuencia de abastecimiento de cada localidad; esta ratio se define

como la capacidad del tanque de almacenamiento entre la demanda por metro cúbico por día de cada localidad.

**Gráfico 7. Esquema de transporte de GNL**



Fuente: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2015).  
Elaboración: Propia, 2016.

Para el nivel de demanda correspondiente a 5.000 viviendas conectadas se tienen diferentes grados de autonomía en las localidades objetivos:

**Tabla 15. Autonomía por localidad**

CONCEPTO	CAPACIDAD	DEMANDA	AUTONOMIA
	MMBTU	MMBTU/día	Días
CAMANÁ	876,92	115,13	7,6
CHIVAY	876,92	4,71	4,4
COACHACRA	876,92	11,08	9,3

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Cabe precisar que aquellos casos donde la autonomía sea inferior a cinco días, se procederá con la reposición de una unidad móvil adicional para asegurar el abastecimiento.

Otro criterio relacionado al suministro oportuno lo constituye el tiempo de traslado, el cual se determina en función de las distancias recorridas, que tendrán como punto de partida el cargadero de camiones ubicado en Pampa Melchorita-Cañete; a partir de allí se trasladará a los puntos de destino y retornará para otra carga respectiva.<sup>7</sup>

**Tabla 16. Distancias recorridas**

<b>RECORRIDO</b>	<b>CAMANÁ</b>	<b>CHIVAY</b>	<b>COCACHACRA</b>
<b>DESDE PAMPA MELCHORITA</b>	<b>km</b>	<b>km</b>	<b>km</b>
RECORRIDO IDA	677	969	820
RECORRIDO VUELTA	677	969	820
<b>TOTAL</b>	<b>1.354</b>	<b>1.938</b>	<b>1.640</b>

Fuente: Google Earth, s.f.a, s.f.b, s.f.c.

Elaboración: Propia, 2016.

La velocidad de circulación que utilizan los camiones cisternas de GNL se diferencia entre la costa y la sierra; siendo la costa una velocidad media de 30 km por hora mientras que para la sierra es de 25 km por hora. Con estos valores de referencia se determina el tiempo de traslado en función de la distancia recorrida.

**Tabla 17. Tiempos de traslado**

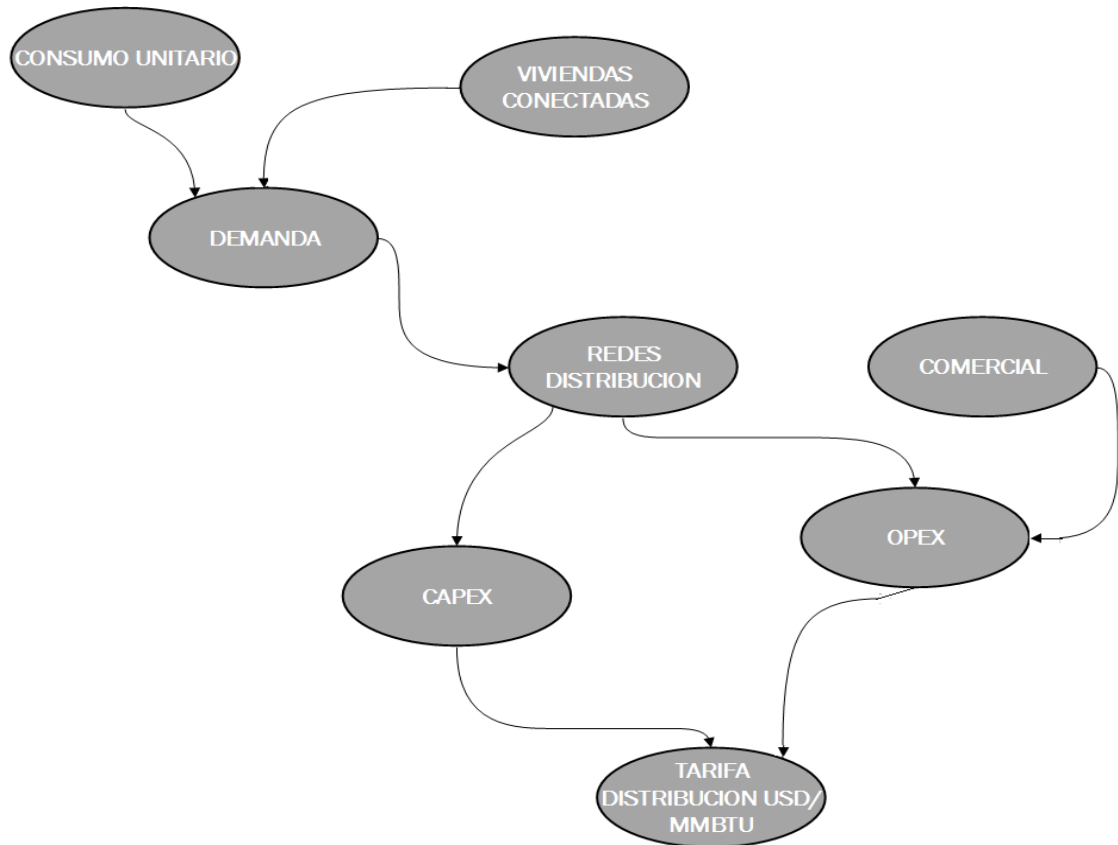
<b>TIEMPOS</b>	<b>CAMANA</b>	<b>CHIVAY</b>	<b>COCACHACRA</b>
<b>DESDE PAMPA MELCHORITA</b>	<b>Horas</b>	<b>Horas</b>	<b>Horas</b>
TIEMPO DE IDA	22.57	38.76	27.33
TIEMPO DE REGRESO	22.57	38.76	27.33
<b>TOTAL</b>	<b>45.13</b>	<b>77.52</b>	<b>54.67</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## **2. Componentes y parámetros de la distribución por ductos**

Las variables de entrada necesarias para elaborar un modelo que permita determinar la tarifa de distribución de GN son las siguientes:

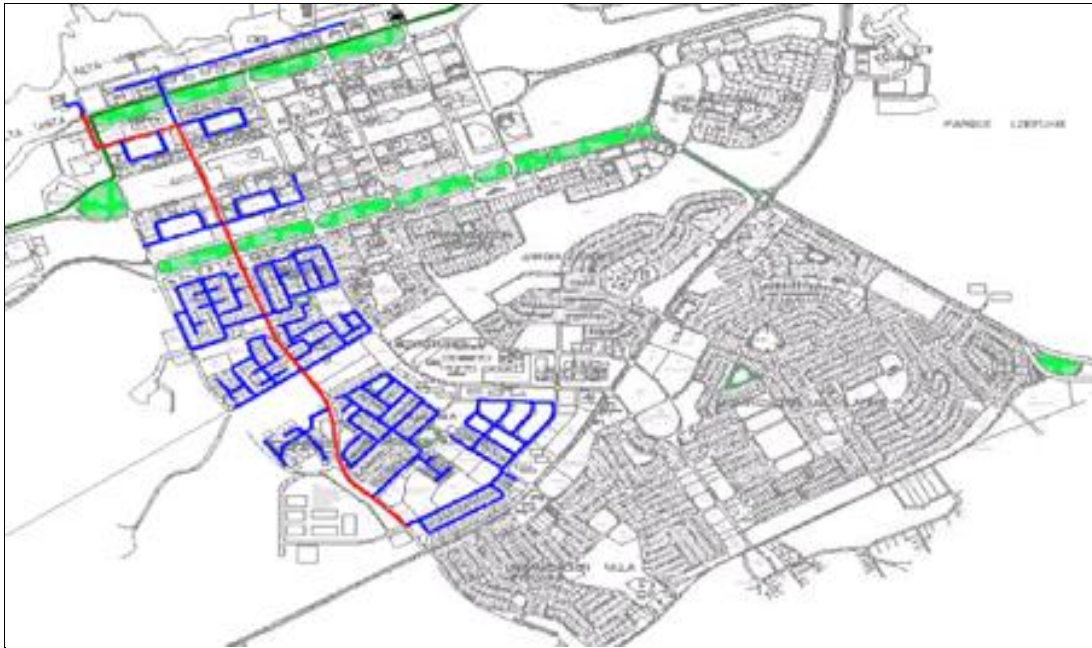
**Gráfico 8. Variables del modelo de distribución**



Fuente: Elaboración propia, 2016.

Los principales componentes del sistema de distribución de GN son las tuberías y las estaciones de regulación y regasificación:

**Gráfico 9. Tendido de redes de distribución**



Fuente: BA Energy Solutions, 2016.

El criterio utilizado para el dimensionamiento de la cantidad de redes es el frente de la vivienda; el cual es diferenciado de acuerdo con la región en la que se encuentre la localidad objetivo. Cabe precisar que las especificaciones técnicas del tendido y del material se rigen según lo dispuesto en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de ductos aprobado por Decreto Supremo N°040-2008-EM.

**Tabla 18. Frente de vivienda por región**

REGION	Frente de casa
	m/cliente
COSTA	8
SELVA	7
SIERRA	10

Fuente: Proinversión, 2013.  
Elaboración: Propia, 2016.

Sobre la tubería de conexión que une el sistema de distribución con la vivienda se ha asignado una longitud de 3 m; esto considerando que es el ancho de una calle característica de la zona.

Los criterios adoptados para selección de la planta satélite de regasificación PSR y la estación de regulación de presión ERP están basados en la demanda; cabe precisar que las estaciones de regasificación se incrementarán conforme incrementen las unidades móviles. En el caso de las

estaciones de regulación, éstas han sido diseñadas por bloques, por lo que solo será necesaria su ampliación de capacidad.

## **Capítulo VII. Evaluación económica**

La evaluación económica presentará los costos de inversión y los costos operativos por cada localidad beneficiada (de ahora en adelante “costo del servicio”) para luego, con la demanda requerida, obtener la tarifa media. La evaluación económica se realizará para un horizonte de tiempo de 30 años a una tasa de descuento del 12%, de acuerdo a lo establecido en el artículo 109 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM: «Artículo 109.- La anualidad del Valor Nuevo de Reemplazo de las inversiones representa la retribución anual que garantice la recuperación y la rentabilidad de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución. Dicha anualidad será calculada tomando en consideración la tasa de actualización y un período de recuperación de hasta treinta (30) años, según lo defina la CTE».

Cabe precisar que la evaluación económica determinará los rendimientos económicos de la inversión independientemente de las decisiones de financiamiento de la empresa; es decir, el análisis se llevará a cabo como si la empresa no tuviera deuda.

### **1. Análisis de costos**

Para la determinación de los costos, según el modelo de empresa eficiente, se considerarán los costos de operación y mantenimiento, incluyendo los costos de comercialización, así como los costos de inversión estimados a valor nuevo de reemplazo. Para el análisis de costos se utilizará el esquema *bottom up*, que parte de las necesidades de infraestructura y operativas de cada individuo enfrentará; es decir, se tomarán como datos de entrada las características de la demanda y los costos a los cuales se enfrenta la empresa en el mercado, resultando en un valor ideal de cómo debería haberse construido la empresa real.

Considerando que el periodo concesionado será de 30 años es necesario que los costos sean traídos a valor presente; el valor presente será calculado usando WACC (Weighted Average Costo Of Capital) del inversor, también denominado tasa de descuento o tasa de retorno mínima aceptable que para el trabajo de investigación es una tasa ya establecida en la normativa vigente para este tipo de proyectos, como se verá más adelante.



Cuando el VAN de una inversión a una tasa de descuento determinada es positivo quiere decir que la inversión genera ingresos para cubrir los costos, esto implica que la tasa de retorno sobre la inversión será menos que la tasa de descuento.

Asimismo, cabe precisar que en este capítulo el análisis económico seguirá un esquema Greenfield en el cual se llevarán a cabo las inversiones necesarias para iniciar el negocio de distribución de GN sobre la base que no existe infraestructura.

## 2. Análisis de costos del transporte GNL

Los costos involucrados se definirán según los criterios ya mencionados anteriormente y comprenden los costos de inversión y los costos operativos.

Los costos de inversión se han determinado para una proyección de 30 años y estos incluyen las unidades de transporte las cuales se adicionarán según la demanda requerida.

**Tabla 19. Costos unitarios de inversión**

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Costo cisterna	150.000,00	US\$/UND
Costo tracto trailer	250.000,00	US\$/UND
<b>TOTAL</b>	<b>400.000,00</b>	US\$/UND

Fuente: Proinversión, 2013.  
Elaboración: Propia, 2016.

Los costos de operación y mantenimiento se han determinado por los costos asociados al recorrido tales como combustibles, mantenimiento, personal y seguros.

**Tabla 20. Costos unitarios operativos****COMBUSTIBLE**

Costo gas GNL	4,04	US\$/millones BTU
Costo gas GNL	0,16	US\$/m <sup>3</sup>
Rendimiento en carretera	1,50	km/m <sup>3</sup>
Costo por kilómetro recorrido	0,10	US\$/ km
<b>Costo anual de combustible</b>	<b>6.721,22</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo combustible año por millones BTU</b>	<b>0,16</b>	<b>US\$/millones BTU</b>

**PERSONAL**

Costo de personal anual	36.000,00	US\$/año
<b>Costo personal año por MMBTU</b>	<b>0,86</b>	<b>US\$/millones BTU</b>

**NEUMÁTICOS**

Costo neumáticos	472,22	US\$/cada una
Durabilidad por neumático	50.000,00	km
Cantidad de neumáticos tráiler + tracto	22,00	Unidades
Cambios de neumáticos al año	4,00	
<b>Costo anual</b>	<b>41.555,56</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo neumáticos año por millones BTU</b>	<b>0,99</b>	<b>US\$/millones BTU</b>

**MANTENIMIENTO**

Mantenimiento anual	20.000,00	US\$/año
<b>Costo mantenimiento año por millones BTU</b>	<b>0,48</b>	<b>US\$/millones BTU</b>

**SEGURO**

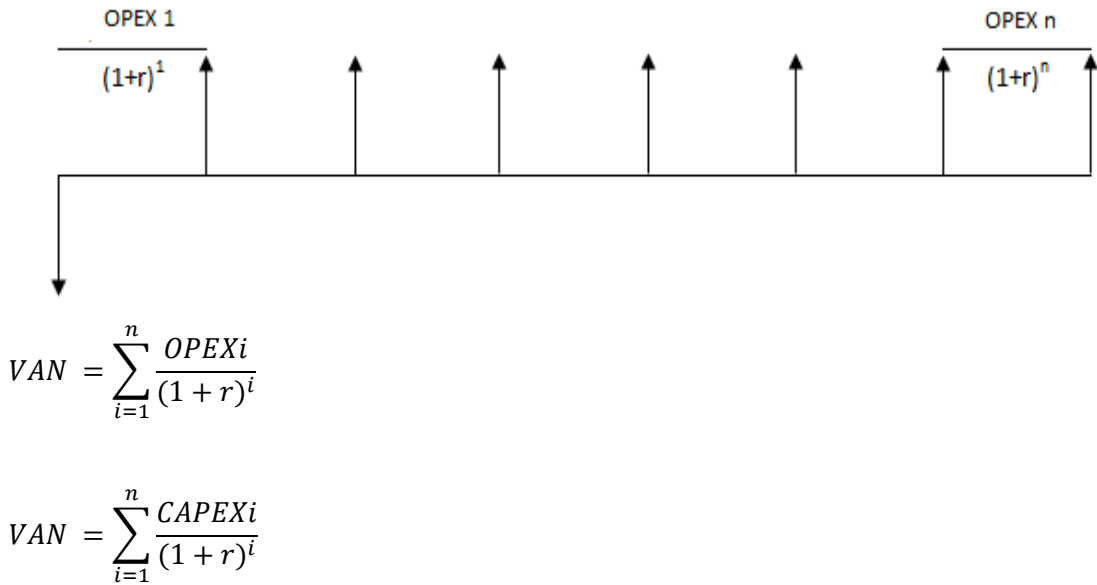
Tanque	7.500,00	US\$/año
Tracto – tráiler	12.500,00	US\$/año
<b>Tráiler y tracto</b>	<b>20.000,00</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo seguro año por millones BTU</b>	<b>0,48</b>	<b>US\$/millones BTU</b>

Fuente: Proinversión, 2013.

Elaboración: Propia, 2016.

Los flujos de caja del transporte de GNL a un horizonte de 30 años se muestran en el anexo. Actualizando los flujos de los costos operativos y de inversión se tienen los siguientes resultados por cada localidad:

**Gráfico 10. Fórmula de cálculo de resultados por localidad**



Fuente: Mian, 2011:345.  
Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 21. Costos transporte GNL en millones de US\$**

CONCEPTO	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
OPEX	0,89	0,96	0,89
CAPEX	0,28	0,36	0,28
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>1,17</b>	<b>1,32</b>	<b>1,17</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Cabe precisar que estos valores han sido determinados para una demanda de 5.000 viviendas conectadas y que las diferencias en los costos por localidad responden a la cantidad de energía transportada y número de viajes realizados.

### 3. Análisis de costos de distribución por ductos

Los costos de inversión se han determinado para una proyección de 30 años en función del número de clientes residenciales e incluyen tuberías, estaciones de regasificación y regulación, y otros de control.

**Tabla 22. Costos unitarios de inversión**

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
TUBERIA POLIETILENO 63 MM	50	US\$/m
TUBERIA POLIETILENO 20 MM	33	US\$/m
PLANTA SATÉLITE DE REGASIFICACIÓN	1,04	Millones US\$
ESTACIÓN DE REGULACIÓN DE PRESIÓN Y MEDICIÓN	0,624	Millones US\$
SISTEMA DE SUPERVISIÓN, CONTROL Y ADQUISICIÓN DE DATA	0,2	Millones US\$

Fuente: Proinversión, 2013.

Elaboración: Propia, 2016.

Los costos de operación se han determinado en función a las redes de distribución y al número de clientes que se abastecerá.

**Tabla 23. Costos unitarios operativos**

CONCEPTO	VALOR	UNIDAD
Mantenimiento redes	488	US\$/km
Mantenimiento ERP Y PSR	10.000	US\$/ERP
Odorización del GN	0,002	USD/MMBTU
Lectura	0,30	US\$/Cl-mes
Reparto	0,15	US\$/Cl-mes
Cobranza	0,50	US\$/Cl-mes
Facturación	0,10	US\$/Cl-mes

Fuente: Proinversión, 2013.

Elaboración: Propia, 2016.

Los flujos de caja del transporte de GNL a un horizonte de 30 años se muestran en el anexo 1; aplicando VAN se obtienen los siguientes resultados por cada localidad:

**Tabla 24. Costo de distribución por ductos**

CONCEPTO	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
	Millones US\$	Millones US\$	Millones US\$
OPEX	4,75	5,28	4,62
CAPEX	4,10	4,81	4,10
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>8,85</b>	<b>10,09</b>	<b>8,72</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Cabe precisar que estos valores han sido determinados para una demanda de 5.000 viviendas conectadas y que las diferencias en los costos por localidad responden a la demanda requerida.

#### 4. Cálculo de tarifa media

El concepto general del diseño tarifario es establecer una tarifa que permita a la empresa de distribución cubrir el costo del servicio más una rentabilidad sobre el capital invertido en construir la infraestructura para proveer el servicio.

##### Gráfico 11. Cálculo de tarifa media



Fuente: Shively, 2011:81.

La tasa de descuento reflejará la rentabilidad obtenida por el inversor en otro proyecto del mismo nivel de riesgo; la tasa de descuento está determinada en el artículo 115 del Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por red de ductos aprobado por Decreto Supremo N°040-2008-EM: «Artículo 115.- La Tasa de Actualización a utilizar en el presente Reglamento para las Tarifas de Distribución será la que defina el OSINERG teniendo en cuenta la propuesta del Concesionario. Esta tasa deberá considerar entre otros aspectos, las condiciones especiales de riesgo de las distintas Áreas de Concesión y el grado de desarrollo del mercado de Gas Natural dentro de las mismas. La Tasa de Actualización por utilizar en el presente Reglamento para las Tarifas de Distribución será de doce por ciento (12%) real anual. Esta tasa sólo podrá ser modificada por el OSINERGMIN de oficio o a solicitud del interesado sustentada en un estudio encargado a consultores especializados, para lo cual deberán tomar en cuenta: la tasa libre de riesgo, el riesgo de la actividad y el riesgo país. El valor máximo de variación entre dos regulaciones será de dos (2) puntos porcentuales de la tasa vigente».

La proyección de demanda es por un periodo de 30 años; la demanda permitirá conocer la inversión y los gastos requeridos para proveer un servicio confiable.

En este esquema solo se tiene la demanda representada por el segmento residencial cuyo consumo depende de los usos de cada consumidor; asimismo, el consumo de cada individuo crece con el tiempo soportado en la aspiración a una mejor calidad de vida; es por ello que se representa este aumento con un escalador anual correspondiente a la tasa de crecimiento. Los autores de la presente investigación han visto por conveniente adoptar el crecimiento de la demanda en la ciudad de Lima y Callao.

**Tabla 25. Crecimiento demanda segmento residencial en Lima y Callao**

RESUMEN	2007	2008	2009	2010	2011	2013	2014	2015
CONSUMO RESIDENCIAL m <sup>3</sup> /mes	18,5	19,7	17,9	16,3	15,0	13,8	13,6	13,5
% ANUAL DE CRECIMIENTO	45%	7%	7%	-9%	-9%	-8%	-8%	-2%
<b>%PROMEDIO</b>	<b>2%</b>							

Fuente: Sistema Comercial de Gas Natural, 2016.

Elaboración: Propia, 2016.

La demanda actualizada para un periodo de 30 años en términos energéticos (MMBTU) para cada una de las localidades estudiadas es la siguiente:

**Tabla 26. Demanda de gas natural**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
NÚMERO CLIENTES	Unidad	5.000	5.000	5.000
<b>VPN DEMANDA</b>	Millones BTU	300.886,55	524.924,20	246.504,40

Fuente: Elaboración propia, 2016.

El requerimiento de ingresos es la cantidad de total de dinero que la empresa distribuidora recolecta de todos los clientes, quienes pagarán la inversión y los costos de operación. Considerando que los ingresos deben cubrir los costos generados se da por entendido que los ingresos son iguales a la suma de los costos de inversión y de operación.

**Tabla 27. Ingresos requeridos para transporte de GNL**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	Millones US\$	0,28	0,36	0,28
VPN OPEX	Millones US\$	0,89	0,96	0,89
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>Millones US\$</b>	<b>1,17</b>	<b>1,32</b>	<b>1,17</b>

Fuente: Mian, 2011:345.

Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 28. Ingresos requeridos para distribución por ductos**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	Millones US\$	4,10	4,81	4,10
VPN OPEX	Millones US\$	4,75	5,28	4,62
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>Millones US\$</b>	<b>8,85</b>	<b>10,09</b>	<b>8,72</b>

Fuente: Mian, 2011:345.

Elaboración: Propia, 2016.

Como parte final de proceso de elaboración tarifaria se determina la tarifa, la cual se ha mencionado que debe ser sostenible y orientada hacia el principio de causalidad de costos. Para ello se utilizará el enfoque del Long Run Marginal Cost (LRMC). El costo medio total se

determina dividiendo el costo total entre la demanda total que abastece dicha red en el periodo de análisis. El costo total, actualizado al inicio del periodo de análisis y según corresponda, es la suma de los valores presente de las inversiones, operación y mantenimiento de la red en evaluación. La demanda total, actualizada al inicio del periodo de análisis, es la suma de los valores presente de las demandas proyectadas en el periodo de análisis.

**Tabla 29. Tarifa servicio transporte del GNL**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	Millones US\$	0,28	0,36	0,28
VPN OPEX	Millones US\$	0,89	0,96	0,89
<b>VPN DEMANDA</b>	Millones BTU	300.886,55	524.924,20	246.504,40
<b>LRMC</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	3,90	2,51	4,76

Fuente: Mian, 2011:345.

Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 30. Tarifa servicio distribución del gas natural**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	Millones US\$	4,10	4,81	4,10
VPN OPEX	Millones US\$	4,75	5,28	4,62
<b>VPN DEMANDA</b>	Millones BTU	300.886,55	524.924,20	246.504,40
<b>LRMC</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	29,43	19,23	35,40

Fuente: Mian, 2011:345.

Elaboración: Propia, 2016.

De acuerdo al objetivo del presente trabajo de investigación se debe determinar la competitividad del suministro de GNL mediante la contrastación entre la tarifa final calculada y el precio del sustituto. Para ello se deben agrupar los costos originados en la cadena comercial del GN, teniendo que la tarifa final de GN está compuesta por el costo de suministro, la tarifa de transporte virtual y la tarifa de distribución por ductos. El resultado obtenido es el siguiente:

**Tabla 31. Precio final del gas natural**

CONCEPTO	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
	USD/MMBTU	USD/MMBTU	USD/MMBTU
Suministro	3,78	3,78	3,78
Transporte virtual	3,90	2,51	4,76
Distribución	29,43	19,23	35,40
<b>TOTAL</b>	<b>37,11</b>	<b>25,52</b>	<b>43,94</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Capítulo VIII. Competitividad en el suministro de GNL

La evaluación de competitividad se realizará en función del combustible sustituto; este combustible sustituto será asignado en función del combustible utilizado en estas zonas aisladas para la ejecución de las necesidades básicas de la población.

### 1. Identificación de combustibles sustitutos

Los combustibles que actualmente se utilizan para satisfacer las necesidades básicas de los pobladores de las zonas aisladas son los siguientes:

**Tabla 32. Combustible empleado por localidad**

ACTIVIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
Cocción	GLP 10 kg	GLP 10 kg	GLP 10 kg
Calentador agua	Electricidad	Electricidad	Electricidad
Calefacción	Electricidad	Electricidad	Electricidad
Movilidad	Gasolina 90 octanos	Gasolina 90 octanos	Gasolina 90 octanos

Fuente: Proinversión, 2013.

Elaboración: Propia, 2016.

Cabe precisar que existen localidades en las cuales la utilización de calefacción se ve limitada solo a hoteles; los pobladores carecen de este servicio pese a que en la zona existen condiciones climatológicas extremas.

Para una correcta evaluación de la competitividad del GNL es necesario conocer los precios de los combustibles sustitutos utilizados en las zonas aisladas. Para tal efecto, se han utilizado los datos proporcionados por el Osinergmin.

**Tabla 33. Precio de combustible empleado por localidad**

TIPO CLIENTE	COMBUSTIBLE	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
		US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU
Residencial	GLP 10 kg	20,90	20,26	20,58
Gasocentro GNV	Gasolina 90 octanos	31,85	34,30	28,42

Fuente: Osinergmin, 2016a, 2016b.

Elaboración: Propia, 2016.

### 2. Análisis de sensibilidad

El análisis de sensibilidad permitirá evaluar el número de viviendas conectadas y los recorridos (km) que hacen competitivo el suministro de GNL en las zonas aisladas.



Para tal efecto, a continuación se muestra una matriz conexiones-recorrido. La tarifa resultante contenida en la matriz representa la tarifa al usuario final; esta tarifa remunerará el servicio y está formada por suministro de GNL, costo de transporte y el costo de distribución, siendo el objetivo que sea menor al precio del combustible que actualmente utiliza cada localidad; caso contrario, no será viable.

**Tabla 24. Sensibilidad conexiones versus recorrido**

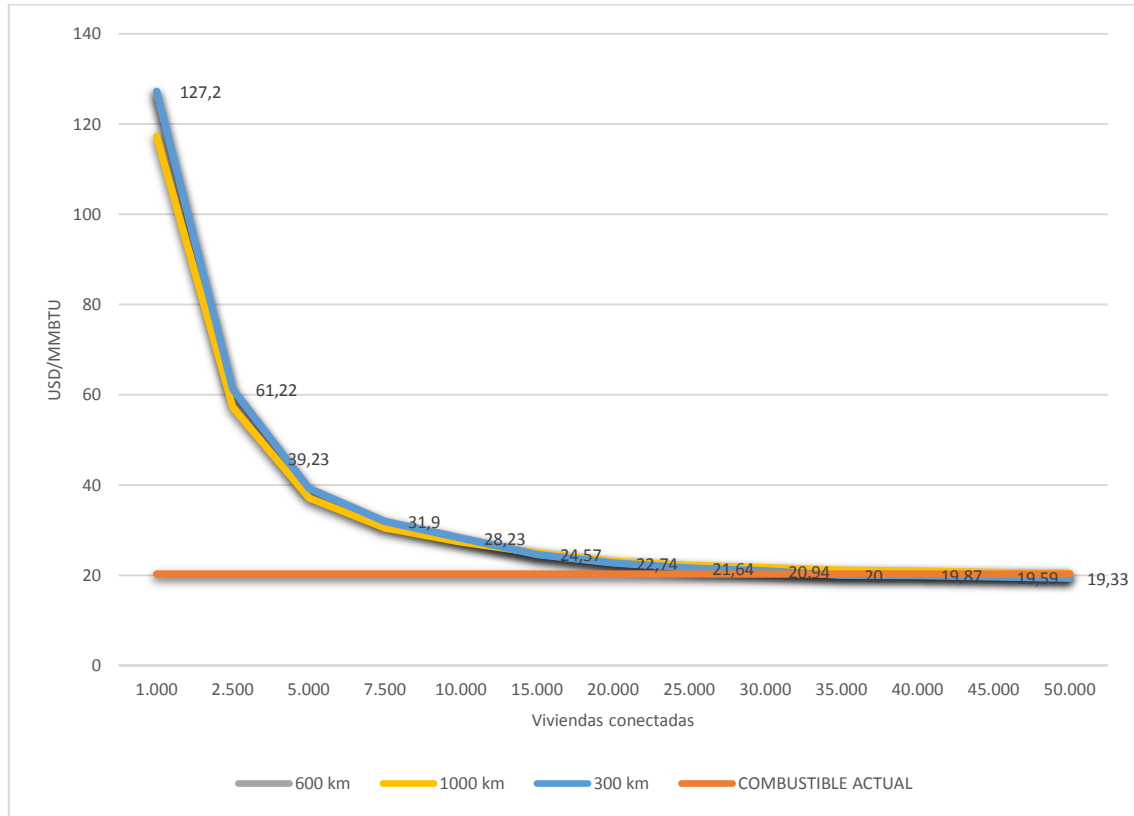
RECORRIDO	300 km	600 km	1.000 km
CLIENTES			
1.000	127,2	127,28	117,32
2.500	61,22	61,3	57,20
5.000	39,23	39,3	37,16
7.500	31,9	31,97	30,48
10.000	28,23	28,31	27,34
15.000	24,57	24,64	24,94
20.000	22,74	22,81	23,09
25.000	21,64	21,71	22,20
30.000	20,94	20,98	21,67
35.000	20,00	20,56	21,14
<b>40.000</b>	<b>19,87</b>	<b>20,39</b>	<b>20,91</b>
45.000	19,59	20,08	20,60
50.000	19,33	19,82	20,38

Fuente: Proinversión, 2013.

Elaboración: Propia, 2016.

Para que la tarifa final de GN sea sostenible, su valor debe ser inferior al precio del GLP (20,26 US\$/MMBTU). Según la matriz de sensibilidad, las tarifas sostenibles se obtienen a partir de demandas muy elevadas (40.000 viviendas), las cuales difícilmente se lograrán con el nivel de poblaciones existentes en las zonas aisladas; es por ello que, como se verá más adelante, los autores utilizarán nuevos enfoques de optimización como la consideración de una estación de venta de GNV como corredor vial que haga la función de empresa ancla y que soporte parte del costo de servicio.

**Gráfico 12. Evolución de tarifa final respecto de viviendas conectadas**



Fuente: Proinversión, 2013.  
Elaboración: Propia, 2016.

### 3. Análisis de resultados según el esquema Greenfield

Los resultados surgen de la comparación entre los precios del GN obtenidos en los cálculos precedentes y los precios del combustible usado actualmente en las localidades objetivos; esto con la finalidad de verificar si el uso del GNL es competitivo o no. Entiéndase por competitividad si el precio final de GNL es inferior al precio del combustible que actualmente utilizan en las zonas aisladas.

**Tabla 35. Resultados de competitividad Esquema Greenfield**

LOCALIDAD	PRECIO COMBUSTIBLE GLP	PRECIO DEL GAS NATURAL	AHORRO
	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
CAMANÁ	20,90	37,11	-78%
CHIVAY	20,26	24,67	-22%
COACHACRA	20,58	43,94	-114%

\*La comparación se realizó en base a 5.000 viviendas conectadas.  
Fuente: Elaboración propia, 2016.

En función a los resultados obtenidos para estos niveles de demanda (5.000 viviendas conectadas), se puede decir que el suministro de GNL en las zonas aisladas **no es competitivo**, por lo que la hipótesis **no es válida bajo el esquema de análisis Greenfield**.

Estos resultados sugieren reorientar el análisis hacia una propuesta que involucre un adecuado aprovechamiento de infraestructura existente, de tal forma que se optimicen las sinergias en eficiencias tanto de inversión como de operación.

## **Capítulo IX. Propuesta bajo el esquema Brownfield**

La presente propuesta se orienta bajo el esquema Brownfield, donde las responsabilidades de administración y de operación recaen en una empresa de servicios públicos que ya se encuentra operando en la zona; con esto se busca la optimización de los recursos y, por consiguiente, una tarifa competitiva. Teniendo en cuenta que la distribución de GN es un negocio de redes, los autores consideran que el servicio natural que podría asumir este esquema sería un distribuidor de electricidad.

Es así que es razonable y eficiente tratar de compartir costos comunes con las empresas de distribución eléctrica; otra alternativa es encargar a la municipalidades distritales la responsabilidad de viabilizar el proyecto; sin embargo, si bien es cierto las municipalidades, conforme a lo establecido en la Ley N° 29496, pueden realizar la función de distribuidora de GN, existen estudios que concluyen que su desempeño no es tan eficiente como el de las empresas privadas, según lo indicado por W. Kip Viscusi (2000:447).

Así, una empresa pública establecerá precios más bajos, practicará menos discriminación de precios y, por consiguiente, obtendrá menos ganancias. Sin embargo, sus gerentes tienden a sobre invertir y a contratar a más personal con el afán de lograr beneficios no pecuniarios, tales como menos quejas de la población y ausencia de conflictos laborales. Las grandes diferencias entre una gestión pública y privada se pueden resumir en dos factores. El primer factor está relacionado al nivel de ingreso y permanencia en el puesto. En el caso de una empresa privada, esto se garantiza mientras haya ganancias, mientras que en el caso de empresa pública solo se requiere apoyo político; resultando en bajos precios y mayor ineficiencia. El segundo factor es que los gerentes de empresas privadas se desenvuelven bajo un entorno de las fuerzas de la oferta y demanda y mercado de capitales, existiendo mecanismos de venta y/o reemplazo en caso se desempeñen ineficientemente; mientras que los gerentes de empresa públicas no tienen restricción ya que no existe el riesgo de venta por ser del Estado, por lo que tiene gran discreción para utilizar los recursos y maximizar su propia utilidad en vez del beneficio social.

Asimismo, en el caso que las municipalidades opten por gestionar el negocio, se estaría bajo el enfoque Greenfield, en el cual tendría que empezar el negocio con el mismo nivel de inversiones y gastos que una empresa privada; es por ello que los autores de la presente investigación han optado por seleccionar como gestores de la distribución de GN a las empresas de distribución eléctrica.

**Tabla 36. Similitudes entre empresas de servicios públicos de electricidad versus empresas de gas natural en el Perú**

CONCEPTO	EMPRESA ELÉCTRICA	EMPRESA DE GAS	OBSERVACIONES
Industria de redes	Capital intensivo	Capital intensivo	Elevado nivel de inversión
Tarifas	Multiparte	Multiparte	
Operaciones comerciales	En punto de conexión	En punto de conexión	Área comercial de electricidad puede realizar las actividades comerciales del gas natural
Operaciones técnicas	Nivel especialista diferente	Nivel especialista diferente	Técnico de electricidad no podría ejecutar las labores de gas natural y viceversa
Esquema de regulación	Modelo empresa eficiente	Modelo empresa eficiente	Gas natural con disposición a pagar precio del sustituto
Revisión de tarifario	Cuatro años	Cuatro años	
Tasa de descuento	12%	12%	

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Los beneficios que se pueden lograr con esta propuesta se soportan en las economías de alcance (Dammert *et al.* 2013:113) donde es más eficiente distribuir conjuntamente electricidad y GN mediante una sola empresa que distribuir ambos servicios en empresas especializadas, esto debido a la existencia de sinergias, de allí que no sea necesario realizar inversiones en cierto tipo de infraestructuras mientras que los gastos operativos, administrativos y comerciales pueden ser compartidos.

Asimismo, como se evidenció en el esquema Greenfield, se requiere de mayor número de viviendas para generar demanda que haga sostenible y competitivo el proyecto (40.000 viviendas); sin embargo, también es una realidad que las zonas aisladas no llegan a ese número de viviendas, razón por la cual surge otro actor muy importante en el esquema. Se trata de una estación de venta de gas natural vehicular que actuará como ancla y no se concentrará en la demanda local, sino que más bien actuará como abastecedor del corredor vial, dado que las zonas objetivos son comerciales y turísticas.

Este esquema es multiproducto; es decir, aplicable a un segmento residencial y a un segmento vehicular, cada uno con una tarifa diferenciada, lo que en términos económicos se denomina

“discriminación de precios”; sin embargo, no toda discriminación es un problema pues se trata de aplicar un subsidio entre segmentos.

Por ello la presente propuesta concentra los esfuerzos en la obtención de un precio justo acorde a la finalidad de carácter social de la investigación.

### 1. Ajuste en redes de distribución

La optimización en redes de distribución se logra mediante el componente comercial y administrativo; solo se dispondrá de personal dedicado a la ejecución de actividades de operación y mantenimiento de redes de distribución de GN. Cabe precisar que los costos administrativos y comerciales serán asumidos por la empresa responsable de la concesión de electricidad en las zonas aisladas.

En virtud de lo anterior, los autores piensan que la empresa de distribución de electricidad está en la capacidad de brindar el servicio de distribución de GN por red de ductos. A continuación, se podrá apreciar que hay una serie de costos que se optimizarán bajo este nuevo esquema. En lo que respecta al costo de inversión, solo se requiere de la construcción de redes de gas natural y una tubería de conexión para la estación de venta de GNV:

**Tabla 37. Ajustes en costos de inversión**

CONCEPTO	BROWNFIELD	OBSERVACIONES
Red de polietileno 63 mm	AUMENTA	1 km por conexión a estaciones de servicio GNV
Tubería conexión polietileno 20 mm	IGUAL	
Estaciones de regasificación	IGUAL	
Estaciones de regulación	IGUAL	
Sistema SCADA	IGUAL	
Costos de desarrollo	IGUAL	
Contingencia	IGUAL	
<b>TOTAL CAPEX BROWNFIELD</b>	<b>4,21</b>	<b>MMUS\$</b>
<b>TOTAL CAPEX GREENFIELD</b>	<b>4,10</b>	<b>MMUS\$</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

En lo que respecta a costos operativos, se han optimizado cediendo los aspectos comerciales a la empresa de distribución eléctrica, dado que está en mejores condiciones de realizar esas funciones

ya sea por el *know how* o por las facilidades para su ejecución, por lo que la investigación solo se centrará en el aspecto técnico.

**Tabla 38. Ajustes en costos operativos**

CONCEPTO	BROWNFIELD	OBSERVACIONES
<b>DISTRIBUCIÓN</b>		
Mantenimiento	DISMINUYE	
Odorización	AUMENTA	Ingreso de estaciones de servicio GNV
Costo directo	DISMINUYE	
Costo indirecto	DISMINUYE	
<b>COMERCIALIZACIÓN</b>		
Lectura	SE MANTIENE	
Reparto	SE MANTIENE	
Cobranza	SE MANTIENE	
Facturación	SE MANTIENE	
Costo directo	DISMINUYE	
Costo indirecto	DISMINUYE	
<b>ADMINISTRACIÓN</b>		
Costos directos	DISMINUYE	
Costos indirectos	DISMINUYE	
<b>TOTAL OPEX BROWNFIELD</b>	<b>2,43</b>	<b>MMUS\$</b>
<b>TOTAL OPEX GREENFIELD</b>	<b>4,75</b>	<b>MMUS\$</b>

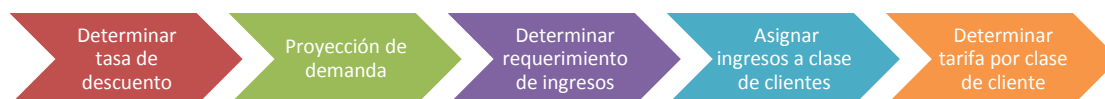
Fuente: Elaboración propia, 2016.

Los flujos de caja con un horizonte a 30 años se muestran en el anexo 2.

## 2. Cálculo de tarifa media ajustada bajo esquema Brownfield

El proceso en la elaboración tarifaria es el mismo del esquema Greenfield, solo que se añaden algunas etapas adicionales que surgen de la incorporación de un segmento de cliente que es el segmento gas natural vehicular.

**Gráfico 13. Cálculo de tarifa media ajustada bajo esquema Brownfield**



Fuente: Shively, 2011:81.  
Elaboración: Propia, 2016.

Sobre la demanda residencial se ha considerado los mismos criterios que el esquema Greenfield, siendo la demanda expresada en términos de energía (MMBTU) para cada una de las localidades.

**Tabla 39. Demanda segmento residencial**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
NÚMERO DE CLIENTES	UND	5.000	5.000	5.000
<b>VPN DEMANDA</b>	MMBTU	300.886,55	524.924,20	246.504,40

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Sobre la demanda del gas natural vehicular, se ha considerado una estación de venta de GNV por localidad la cual suministrará 30.000 m<sup>3</sup> por mes, lo que equivale en términos de energía a 36 MMBTU por día. Este consumo se sustenta en abastecimiento local y en un abastecimiento a unidades de transporte que realizan recorrido diario por esos corredores.

Considerando que la demanda de esta actividad no es estática se debe considerar un incremento anual en el consumo de GNV, tal como se ha evidenciado en Lima y Callao:

**Tabla 40. Crecimiento demanda segmento vehicular GNV en Lima y Callao**

RESUMEN	2007	2008	2009	2010	2011	2013	2014	2015
CONSUMO GNV m <sup>3</sup> /año	240.122	222.648	192.651	203.377	220.634	225.567	235.011	228.195
<b>% ANUAL DE CRECIMIENTO</b>	16,5%	-7,3%	-13,5%	5,6%	8,5%	2,2%	4,2%	-2,9%
<b>%PROMEDIO</b>	1,7%							

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Para la presente investigación se ha estimado un parque de 80 vehículos que consumen 10 m<sup>3</sup> por día. Los autores consideran que este nivel de demanda puede ser atendido por una sola estación de venta de GNV y que la demanda se incrementará con el tiempo con un escalador anual correspondiente al producto bruto interno del país (PBI). Este tipo de estudios considera un PBI del orden del 3% en un escenario pesimista; sin embargo, este indicador supera al crecimiento anual sucedido en Lima y Callao. La demanda actualizada del segmento vehicular durante los 30 años de la concesión es la siguiente:



**Tabla 41. Demanda segmento vehicular GNV**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
NÚMERO DE ESTACIONES DE VENTA	UND	1	1	1
<b>VPN DEMANDA</b>	MMBTU	141.382	141.382	141.382

Fuente: Elaboración propia, 2016.

El requerimiento de ingresos se representa como los costos de inversión y de operación que se deben realizar para brindar el servicio; estos incluyen los costos de transporte de GNL y los costos de distribución debidamente actualizados.

**Tabla 42. Ingresos requeridos para servicio transporte GNL**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	MMUS\$	0,28	0,57	0,28
VPN OPEX	MMUS\$	0,88	0,97	0,88
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>1,16</b>	<b>1,54</b>	<b>1,16</b>

Fuente: Mian, 2011.

Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 43. Ingresos requeridos para servicio de distribución**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	MMUS\$	4,10	5,47	4,21
VPN OPEX	MMUS\$	2,43	2,97	2,31
<b>COSTO SERVICIO</b>	<b>MMUS\$</b>	<b>6,53</b>	<b>8,44</b>	<b>6,52</b>

Fuente: Mian, 2011.

Elaboración: Propia, 2016.

Al igual que el esquema Greenfield, se procede a calcular la tarifa media del transporte de GNL y de la distribución por ductos. Cabe precisar que la tarifa de transporte será la misma para cada segmento de consumidores mientras que en la tarifa de distribución se aplicará una tarifa diferenciada de acuerdo con el usuario, ya sea residencial o GNV.

**Tabla 44. Tarifa servicio transporte GNL**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COCACHACRA
VPN CAPEX	MMUS\$	0,28	0,57	0,28
VPN OPEX	MMUS\$	0,88	0,97	0,88
VPN DEMANDA	MMBTU	442.268,55	666.306,20	387.886,41
<b>LRMC</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	<b>2,64</b>	<b>2,32</b>	<b>3,01</b>

Fuente: Mian, 2011.

Elaboración: Propia, 2016.

**Tabla 45. Tarifa servicio distribución del gas natural**

RESUMEN	UNIDAD	CAMANÁ	CHIVAY	COACHACRA
VPN CAPEX	MMUS\$	4,10	5,47	4,21
VPN OPEX	MMUS\$	2,43	2,97	2,31
VPN DEMANDA	MMBTU	442.268,55	666.306,20	387.886,41
<b>LRMC</b>	<b>US\$/MMBTU</b>	15,017	12,66	16,79

Fuente: Mian, 2011.

Elaboración: Propia, 2016.

En esta etapa se asignarán los ingresos por cada segmento o clase de clientes con la finalidad de obtener una tarifa media de distribución diferenciada. El resultado final debe mostrar los mismos ingresos totales independientemente de la manera como hayan sido asignados; para ello se ha fijado un ahorro del 20% del segmento residencial con respecto al combustible actual y que sea el ahorro del segmento GNV el que actúe como pivote y soporte la diferencia de ingresos requeridos.

La asignación de tarifas por categoría tarifaria se realiza en función a los porcentajes de ahorro que se deseen obtener, considerando que los ingresos deben igualar a los costos, entonces los ingresos medios generados por cada segmento (ingreso/demanda) deben igualar a la tarifa media teórica determinada anteriormente 15,017 US\$/MMBTU; esta igualdad se logra variando el porcentaje de ahorro del segmento GNV.

**Tabla 46. Tarifa media de distribución de gas natural**

COMPARACION	TARIFA	UNIDAD
Tarifa media teórica	15,017	US\$/MMBTU
Tarifa media calculada	15,017	US\$/MMBTU
Ajuste de tarifa media	-	US\$/MMBTU

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 47. Tarifa diferenciada del servicio distribución del gas natural por segmentos**

CATEGORÍA	AHORRO	PRECIO FINAL SUSTITUTO	PRECIO GAS TEÓRICO	COSTO MEDIO DISTRIBUCIÓN	INGRESO
	%	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	US\$ / USUARIO
Residencial	20,0%	20,90206629	16,72	10,30	5,68
Vehicular	31,9%	31,84540011	21,70	15,02	17.330,32
					<b>17.336,00</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Como se puede evidenciar, la tarifa de distribución para GNV de 15,02 US\$/MMBTU permite obtener un ahorro del 31,9% con respecto al combustible actual, mientras que la tarifa de distribución residencial de 10,3 US\$/MMBTU permite obtener un ahorro del 20% con respecto al GLP.

Con la finalidad de verificar la competitividad del gas natural se ha considerado el costo de suministro, la tarifa de transporte virtual y la tarifa de distribución, obteniendo como resultado lo siguiente:

**Tabla 48. Precio final del gas natural en zonas aisladas**

CONCEPTO	CAMANÁ		CHIVAY		COCACHACRA	
	US\$/MMBTU		US\$/MMBTU		US\$/MMBTU	
	RESIDENCIA L	GNV	RESIDENCIA L	GNV	RESIDENCIAL	GNV
Suministro	3,78	4,04	3,78	4,04	3,78	4,04
Transporte virtual	2,64	2,64	2,32	2,32	3,01	3,01
Distribución	10,30	15,02	10,11	12,66	9,67	12,31
<b>TOTAL</b>	<b>16,72</b>	<b>21,70</b>	<b>16,21</b>	<b>19,02</b>	<b>16,46</b>	<b>19,36</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### 3. Análisis de resultados bajo el esquema Brownfield

Los resultados surgen de la comparación entre los precios del GN obtenidos en los cálculos precedentes y los precios del combustible usado actualmente; esto con la finalidad de verificar si el uso del GN es competitivo o no. Entiéndase por competitividad si el precio final de GN es inferior al precio del combustible que actualmente se utiliza en las zonas aisladas.

En efecto, las tarifas deben ser competitivas para todas las categorías de consumidores. Es decir, las tarifas deben proporcionar un nivel de ahorro a todos los consumidores respecto del sustituto correspondiente; para tal efecto se adoptó como criterio obtener un ahorro del 20% con respecto al combustible actual; este ahorro será un incentivo al usuario residencial para que deje de utilizar el gas licuado de petróleo GLP.

**Tabla 49. Resultados de competitividad segmento residencial**

LOCALIDAD	PRECIO COMBUSTIBLE ACTUAL	PRECIO DEL GAS NATURAL	AHORRO
	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
CAMANÁ	20,90	16,72	20
CHIVAY	20,26	16,21	20
COACHACRA	20,58	16,46	20

\*Base de demanda sobre 5.000 viviendas conectadas.

Fuente: Elaboración propia, 2016.

En lo que respecta a los consumidores de GNV, los ahorros se dan entre un rango de 32% al 45% con respecto al combustible actual; este ahorro será un incentivo al transportista para utilizar gas natural.

**Tabla 50. Resultados de competitividad segmento GNV**

LOCALIDAD	PRECIO COMBUSTIBLE ACTUAL	PRECIO DEL GAS NATURAL	AHORRO
	US\$/MMBTU	US\$/MMBTU	%
CAMANÁ	31,84	21,70	31,9
CHIVAY	34,29	19,02	44,5
COACHACRA	28,42	19,36	31,9

\*Base de demanda 30.000 m<sup>3</sup>/mes

Fuente: Elaboración propia, 2016.

Como se puede apreciar, al ser la empresa de distribución eléctrica de la zona la que opere el sistema de distribución de GN se obtiene eficiencia productiva que se refleja en una tarifa final del GN competitiva.

En consecuencia, bajo la propuesta de un esquema Brownfield, la hipótesis de investigación es **válida**, pues el transporte virtual y la distribución por redes, orientados de manera eficiente, tienen un impacto positivo en la población, el cual se refleja en el ahorro económico por usuario con respecto al combustible actualmente utilizado.

#### 4. Análisis comparativo entre esquemas

Es evidente, como se ha mostrado en el desarrollo del trabajo de investigación, que el esquema Brownfield presenta mayores ventajas y es más accesible a los potenciales usuarios, lo cual incide en los costos y tarifas finales.

En lo que respecta al transporte virtual, el esquema Brownfield registra un precio menor con respecto al esquema Greenfield entre el 8% al 37%; esta parte del negocio si bien se ha

determinado y calculado para que sea realizada por la empresa operadora, también podría contratarse el servicio de transporte dado que esta parte del negocio no es regulada y existe competencia en el mercado (ver tabla 51).

En lo que respecta a las redes de distribución, el esquema Brownfield registra una tarifa menor con respecto al esquema Greenfield entre 34% y 53%, esto debido a las menores inversiones logradas en vista de la existencia de un operador eléctrico y también a la existencia de mayor demanda (ver tabla 52).

**Tabla 51. Comparativo de transporte virtual entre esquemas**

CONCEPTO	CAMANÁ			CHIVAY			COCACHACRA		
	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR
	MMUS\$	MMUS\$	%	MMUS\$	MMUS\$	%	MMUS\$	MMUS\$	%
VPN OPEX	0,28	0,28	0%	0,36	0,57	58%	0,28	0,28	0%
VPN CAPEX	0,89	0,88	-1%	0,96	0,97	1%	0,89	0,88	-1%
TARIFA MEDIA	3,9	2,64	-32%	2,51	2,32	-8%	4,76	3,01	-37%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Tabla 52. Comparativo de distribución entre esquemas**

CONCEPTO	CAMANÁ			CHIVAY			COCACHACRA		
	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR	GREENFIELD	BROWNFIELD	VAR
	MMUS\$	MMUS\$	%	MMUS\$	MMUS\$	%	MMUS\$	MMUSD\$	%
VPN OPEX	4,1	4,1	0%	4,81	5,47	14%	4,1	4,21	3%
VPN CAPEX	4,75	2,43	-49%	5,28	2,97	-44%	4,62	2,31	-50%
TARIFA MEDIA	29,43	15,017	-49%	19,23	12,66	-34%	35,4	16,79	-53%

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## **5. Inclusión social**

Como ya se dijo, la finalidad del presente trabajo de investigación es presentar una estructura de operación eficaz y eficiente que haga competitivo el uso de GN en beneficio de la población del interior del país. En esa línea, un aspecto fundamental que se debe tener en cuenta es que la tarifa para el consumidor de bajo consumo, segmento residencial, deba proveer un ahorro al evaluar un consumo típico y los costos necesarios para el consumo del GN.

Mediante la masificación del GN se logrará que la población más vulnerable al interior del país acceda, lo más rápido posible, a los beneficios de un energético versátil, económico, seguro y amigable con el ambiente. Son estos beneficios los que justifican el proceso de expansión del gas natural, ya que se les dará prioridad a los segmentos más vulnerables de la población. Por eso, los autores consideran que este proceso debe ser liderado y regulado por el Estado como parte de sus políticas de inclusión social.

En el año 2012 el Ejecutivo promulgó la Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), dando al proceso de masificación del gas natural un nuevo impulso y oportunidades para llevar el gas y sus beneficios a amplios sectores de poblaciones alejadas de los actuales sistemas de gasoductos.

El financiamiento del FISE se realiza por medio del aporte de los grandes consumidores de electricidad, hidrocarburos y GN. La operación de este fondo tiene como fin facilitar el desarrollo de sistemas no convencionales de transporte de gas natural y de subsidio a consumidores de escasos recursos, para una rápida conversión al gas natural de nuevos y mayores segmentos de la población. En consecuencia, el FISE es importante para el caso del gas natural, ya que se podría centrar en subsidiar ciertos costos de la cadena de suministro, como la conexión y la instalación interna que, bajo el escenario actual, se constituyen en barrera de entrada.

Se debe tener en cuenta que el GN es barato en los campos de producción y se encarece por las redes de transporte y distribución. En efecto, en el gas natural los mayores costos están en la distribución y para reducir los costos no interesa la escala sino el alcance. Es decir, la distribuidora tiene que estar presente en todas las zonas atendiendo la parte operativa como comercial y, por tanto, sus mayores costos son por esta presencia.

Es importante recordar que el usuario normalmente debe adecuar su casa al gas natural y para ello debe: i) instalar su acometida y conectar ésta a la red pública del distribuidor; ii) instalar la red

interna según los aparatos a conectar, y iii) convertir dichos aparatos al gas natural. La conversión al GN implica un costo que va entre US\$ 500 y US\$ 800; a esto se le denomina los costos de cambio, *switching costs* (Dammert 2013); es decir, aquellos costos que resultan del proceso de conversión que deba realizar el consumidor para el uso del GN; por ello surge la necesidad de aplicar algún mecanismo que subsidie dicho costo siempre que sea aplicado a consumidores residenciales y que involucre el costo de la acometida, el derecho de conexión, el costo de la red interna y la conversión de artefactos.

**Tabla 53. Costos de conversión a gas natural**

CONCEPTO	COSTO UNITARIO
	US\$
ACOMETIDA	174
DERECHO DE CONEXIÓN	66
INSTALACIÓN INTERNA	460
<b>TOTAL</b>	<b>700</b>

Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin, 2013.  
Elaboración: Propia, 2016.

Para hacer competitivo el GN es necesario absorber un porcentaje del costo de la conversión, de tal forma que a los consumidores perciban que el costo gas natural es menor al GLP. La absorción de este costo se hace mediante el concepto de la promoción, donde el concesionario ofrece un gas natural más económico para el usuario residencial.

Hay que tener en cuenta que si las casas tuvieran instaladas las tuberías internas de gas natural - como se hace con otros servicios públicos como la electricidad, el agua y, en algunos casos, la telefonía fija-, mejoraría la competitividad del gas natural. Hacer una red interna de gas natural implica tener personas que sepan y estén calificadas para hacer la instalación. Ningún servicio público exige que la red interna esté certificada, como sí se exige para el caso del gas natural.

El FISE tiene previsto el financiamiento de proyectos que promuevan el acceso a la energía de las poblaciones vulnerables para satisfacer sus necesidades básicas energéticas (iluminación, cocción, calefacción y comunicación) señaladas en el Plan de Acceso Universal a la Energía. Asimismo, se han previsto dos proyectos para expandir el uso de este energético en las modalidades de GNC y GNL a diferentes zonas del país.

El ingreso por FISE cubrirá la diferencia entre el volumen mínimo y volumen real para pagar los costos fijos, así como para cubrir la diferencia entre el precio de venta ofertado y el precio venta



del GNV que se establezca por el volumen real. Es decir, el FISE contribuirá para que la población de estas ciudades tenga acceso con bajo precio al gas natural para uso residencial y vehicular.

Los recursos del FISE también podrán emplearse con la finalidad de ampliar el número de conexiones residenciales. Las conexiones con los recursos del FISE deberán realizarse para poblaciones vulnerables y donde, para el concesionario, no sea económicamente viable la ampliación de las redes externas. Los gobiernos regionales pueden participar en el tendido de la red en las zonas donde el concesionario no tenga cobertura.

Asimismo, el FISE financiará el 100% de la instalación residencial de gas natural (conexión, acometida e instalación interna), tal como lo informó el Ministerio de Energía y Minas (MEM). En efecto, el MEM mediante el Decreto Supremo N° 012-2016-EM aprobó una serie de modificaciones que permitirán utilizar los recursos del FISE a fin de continuar con el desarrollo de la masificación del uso del gas natural en los hogares y en el parque automotor.

## Conclusiones y recomendaciones

### 1. Conclusiones

- La importancia de la masificación para el Estado radica en llegar con el gas natural y sus beneficios económicos y ambientales a los consumidores residenciales (en especial de las zonas pobres) y a los vehículos (GNV), en el más breve plazo posible; y para hacer esto se requiere creatividad en esquemas comerciales y regulatorios.
- Las iniciativas legislativas para promover la masificación del gas natural no deben perder de vista que el cliente es el que compra el gas, por tanto, el negocio empieza cuando hay clientes. El transportista y distribuidor no son los primeros en aparecer en el mercado.
- El sistema de gasoductos virtuales contribuye a la masificación del gas natural en el interior del país, ya que permite el transporte terrestre de gas natural a zonas remotas mediante camiones especialmente acondicionados. Estas tecnologías permiten abastecer lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica económicamente, por ahora, la construcción de un gasoducto.
- El transporte virtual de gas natural tiene la ventaja de hacerse en corto tiempo y no compromete mucha producción si se avoca únicamente a las residencias y al GNV; además puede implicar el cambio en la cultura de la población para que aprecie y sienta las ventajas de tener gas natural.
- El desarrollo del gas natural se da en aquellas localidades que remuneran la inversión y los gastos de operación para lo cual, en muchas ocasiones, se requiere de industrias que realicen la función de ancla y son las que garantizan la sostenibilidad de los proyectos, quedando relegados pueblos con actividades no industrializadas.
- Bajo la propuesta de un esquema Brownfield, el transporte virtual de GNL y la distribución por redes orientado de manera eficiente tienen un impacto positivo en la población, el cual se refleja en el ahorro económico por usuario con respecto al combustible actualmente utilizado.
- Con el esquema regulatorio actual la sostenibilidad del proyecto de suministro de gas natural a zonas aisladas se garantiza para conexiones superiores a 40.000 viviendas; la realidad muestra que las zonas aisladas no llegan a ese número de viviendas.
- En el contexto actual de las localidades objetivo se requiere de una demanda ancla que soporte parte del costo de inversión y operativo de la red, con la consecuente reducción tarifaria en el segmento menos competitivo.
- Para los niveles de demanda del trabajo de investigación se dan economías de alcance cuando una sola empresa se encarga de la distribución eléctrica y de gas natural.

## 2. Recomendaciones

- La masificación del gas natural en otras regiones del país a través de los gasoductos virtuales puede ser desarrollada con la participación de diversos concesionarios independientes, y debe hacerse así porque no hay muchas economías de escala que justifiquen lo contrario. En ese contexto, debe evitarse que unos pocos grupos económicos controlen el desarrollo del gas natural en el Perú y condicionen sus alcances y tiempo de realización.
- Aplicar una medida que incentive la conversión a gas natural como la aplicación del Fondo de Inclusión Social Energética (FISE) para compensar los costos del cambio o *switching costs*.
- Teniendo en cuenta que la concesión de FENOSA y el actual diseño del proyecto del Gasoducto Sur Peruano no conectarán a las zonas aisladas del sur del Perú, el Estado debe buscar que el gasoducto tenga conexiones a Juliaca, Puno, y Arequipa, a fin de abastecer de energía y calefacción a los lugares que tienen climas con bajas temperaturas.

## Bibliografía

BA Energy Solutions. (2016). “Estimación de Disponibilidad de Gas Natural para CT Sulpay en Perú”. Lima: BA Energy Solutions.

Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) - Sucursal Arequipa. (2016). “Caracterización del Departamento de Arequipa”. En: *bcrp.gob.pe*. [En línea]. 21 de julio de 2016. Fecha de consulta: 01/08/2016. Disponible en: <<http://www.bcrp.gob.pe/docs/Sucursales/Arequipa/arequipa-caracterizacion.pdf>>.

Climate-data.org. (s.f.a). “Climate: Camaná”. En: *en.climate-data.org*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <<https://en.climate-data.org/location/25927/>>.

Climate-data.org. (s.f.b). “Climate: Chivay”. En: *en.climate-data.org*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <<http://en.climate-data.org/location/25916/>>.

Climate-data.org. (s.f.c). “Climate: Cocachacra”. En: *en.climate-data.org*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <<http://en.climate-data.org/location/875437/>>.

Colaboradores de Wikipedia. (2015a). “Distrito de Camaná”. En: *Wikipedia, la enciclopedia libre*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <[https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Caman%C3%A1](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Caman%C3%A1)>.

Colaboradores de Wikipedia. (2015b). “Distrito de Cocachacra”. En: *Wikipedia, la enciclopedia libre*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <[https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Cocachacra](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Cocachacra)>.

Colaboradores de Wikipedia. (2016). “Distrito de Chivay”. En: *Wikipedia, la enciclopedia libre*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <[https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito\\_de\\_Chivay](https://es.wikipedia.org/wiki/Distrito_de_Chivay)>.

Dammert, Alfredo; Molinelli, Fiorella, y Carbajal, Max Arturo. (2013). *Teoría de la Regulación Económica*. Lima: Fondo Editorial USMP.

División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) del Osinergmin. (2012). *Masificación del Gas Natural – Hoja de ruta para acelerar su desarrollo*. Lima: Osinergmin-GART.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de Osinergmin. (2013). “Informe Técnico N°315-2013-GART. Análisis de la Absolución de las Observaciones de Carácter Técnico del Contrato de Concesión del Proyecto Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional”. Documento interno.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Osinergmin. (2015). *El gas natural y sus diferencias con el GLP*. Lima: Osinergmin - GART.

Google Earth. (s.f.a). Imagen Satelital de Camaná. Obtenida: 10/09/2016.

Google Earth. (s.f.b). Imagen Satelital Chivay. Obtenida: 10/09/2016.

Google Earth. (s.f.c). Imagen Satelital Cocachacra. Obtenida: 10/09/2016.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). (2007). “Cuadro N°1: población total, por área urbana y rural, y sexo, según departamento, provincia, distrito y edades simples”. En: *Censos Nacionales 2007. XI de población y VI de vivienda. Sistema de consulta de resultados censales. Cuadros estadísticos*. [Base de datos]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: <http://censos.inei.gob.pe/cpv2007/tabulados/#>.

Lanziani, José. (2005). *Distribución y Comercialización del Gas Natural*. Ciudad: Buenos Aires Editorial Universidad de Buenos Aires.

Mian, M.A. (2011), *Project Economics and Decision Analysis*. Volume 1, Deterministic Models. Segunda Edición. USA: PennWell

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2015). “Sistema de Distribución de para la masificación de gas natural”. En: *Masificación del uso de gas natural a nivel nacional Concesión Norte*. [En línea]. 31 de agosto de 2015. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en: [https://www.google.com.pe/search?q=distribucion+lng&biw=1708&bih=826&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjJqOjztvLQAhVEPiYKHSovAPcQ\\_AUIBigB#imgrc=DI5COwB2a78mrM%3A](https://www.google.com.pe/search?q=distribucion+lng&biw=1708&bih=826&source=lnms&tbm=isch&sa=X&ved=0ahUKEwjJqOjztvLQAhVEPiYKHSovAPcQ_AUIBigB#imgrc=DI5COwB2a78mrM%3A).

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2016a). “Precio de Gas Licuado de Petróleo Automotor en Gasocentros”. En: *Facilito*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/08/2016. Disponible en: <http://www.facilito.gob.pe/facilito/pages/facilito/menuPrecios.jsp>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2016b). “Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales”. En: *Facilito*. [En línea]. Fecha de consulta: 08/08/2016. Disponible en: <http://www.facilito.gob.pe/facilito/actions/PreciosCombustibleAutomotorAction.do?method=inicio>.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin). (2016c). “Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta”. En: *Facilito*. [En línea]. Fecha de

consulta: 08/08/2016. Disponible en:  
<<http://www.facilito.gob.pe/facilito/actions/PreciosGLPAction.do>>.

Proinversión. (2013). “Masificación del uso del Gas Natural a Nivel Nacional”. En: *proyectosapp.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en:  
<<http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5587>>.

Saldarriaga, Juan. (2015). “Masificación del gas natural se retrasa por trabas municipales”. En: *elcomercio.pe*. [En línea]. 11 de junio del 2015. Fecha de consulta: 07/02/2016. Disponible en:  
<<http://elcomercio.pe/economia/peru/masificacion-gas-natural-se-retrasa-trabas-municipales-noticia-1817825>>.

Shively, Bob. (2011). *Understanding Today's Natural Gas Business*. Laporte: Editorial Enerdynamics.

Sistema Comercial de Gas Natural. (2016). “Empresas ofertantes”. En: *svrgart07.osinerg.gob.pe*. [En línea]. Fecha de consulta: 01/06/2016. Disponible en:  
<[http://svrgart07.osinerg.gob.pe/ic\\_dgn2/main.html](http://svrgart07.osinerg.gob.pe/ic_dgn2/main.html)>.

Viscusi, W. Kip. (2000). *Economics of Regulations and Antitrust*. Massachusetts: Editorial The MIT Press.

## **Anexos**

## Anexo 1. Caracterización de carga

ARTEFACTOS	CARGA Kcal/h	CSL
COCINA	10.000	0,18
CALENTADOR INSTANTANEO	25.000	0,2
CALEFACCION	30.000	0,6
SECADORAS	6.000	0,18

CALIDAD DE VIVIENDA	
1	PRECARIA
2	REGULAR
3	MEDIA
4	BUENA

TIPO DE VIVIENDA	
1	UNIFAMILIAR AISLADA
2	CONJUNTO PEQUEÑO DE VIVIENDAS
3	DEPARTAMENTOS

TAMAÑO VIVIENDA		
1	PEQUEÑO	< 50 m <sup>2</sup>
2	MEDIO	50 A 100 m <sup>2</sup>
3	GRANDE	100 A 150 m <sup>2</sup>
4	MUY GRANDE	> 150 m <sup>2</sup>

TEMPERATURAS MÍNIMAS		
1	MUY BAJAS	< 0 °C
2	BAJAS	0 a 4°C
3	MEDIA	4 A 8°C
4	ALTAS	> 8°C

MODALIDAD DE CONSUMO		
1	BAJA	GRANDES CIUDADES
2	MEDIA	LOCALIDAD MEDIA
3	ALTA	LOCALIDAD PEQUEÑA

Fuente: Lanziani, 2005.  
Elaboración: Propia, 2016.



**Anexo 1. Caracterización de carga** (continúa de la página anterior)

FACTORES		CALIDAD VIVIENDA				TIPO DE VIVIENDA			TAMAÑO VIVIENDA				TEMPERATURA				MODALIDAD DE CONSUMO		
ARTEFACTOS		1	2	3	4	1	2	3	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3
COCINA	C1	0,85	0,9	0,95	1	1	1	1	0,85	0,9	0,95	1	1	1	1	1	1	1	1
	C2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,95	0,9	0,85	0,9	1	1,1
CALENTADOR INSTANTÁNEO	C1	0,7	0,8	0,9	1	1	1	1	0,7	0,8	0,9	1	1	0,9	0,8	0,7	1	1	1
	C2	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	0,95	0,9	0,85	0,9	1	1,1
CALEFACCIÓN	C1	0,85	0,9	0,95	1	1	0,98	0,96	0,55	0,7	0,85	1	1	0,8	0,6	0,4	1	1	1
	C2	0,85	0,9	0,95	1	1	0,98	0,96	1	1	1	1	1	0,9	0,8	0,7	0,9	0,95	1
SECADOR	C1	0	0	0,9	1	1	1	1	0,7	0,8	0,9	1	1	0,85	0,9	0,85	1	1	1
	C2	0	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1

Fuente: Lanziani, 2005.

Elaboración: Propia, 2016.

## Anexo 1. Caracterización de carga (continúa de la página anterior)

	CALIDAD	TIPO VIVIENDA	TAMAÑO VIVIENDA	TEMPERATURA MÍNIMA	MODALIDAD DE CONSUMO
CAMANÁ	2	1	2	4	2
CHIVAY	2	1	1	3	2
COCACHACRA	2	1	1	4	2

ARTEFACTO	CAMANÁ			CHIVAY			COCACHACRA		
	KCAL	CS	KCAL	KCAL	CS	KCAL	KCAL	CS	KCAL
COCINA	8.100,00	0,15	1.239,30	7.650,00	0,16	1.239,30	7.650,00	0,15	1.170,45
CALENTADOR	11.200,00	0,17	1.904,00	11.200,00	0,18	2.016,00	9.800,00	0,17	1.666,00
CALEFACCIÓN	7.560,00	0,36	2.714,80	8.910,00	0,41	3.656,66	5.940,00	0,36	2.133,05
TOTAL			5.858,10			6.911,96			4.969,50

CAMANÁ	CARGA			USO	CONSUMO	
	KCAL	CS	m <sup>3</sup> /H	H/DÍA	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
COCINA	1.239,30	9.300,00	0,13	2,00	0,27	8,10
CALENTADOR	1.904,00	9.300,00	0,20	1,00	0,20	6,22
CALEFACCIÓN	2.714,80	9.300,00	0,29	0,00	0,00	0,00
TOTAL			0,63		0,47	14,33

CHIVAY	CARGA			USO	CONSUMO	
	KCAL	CS	m <sup>3</sup> /H	H/DÍA	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
COCINA	1.239,30	9.300,00	0,13	2,00	0,27	8,10
CALENTADOR	2.016,00	9.300,00	0,22	0,75	0,16	4,94
CALEFACCIÓN	3.656,66	9.300,00	0,39	1,00	0,39	11,95
TOTAL			0,74		0,82	25,00

COCACHACRA	CARGA			USO	CONSUMO	
	KCAL	CS	m <sup>3</sup> /H	H/DÍA	m <sup>3</sup> /día	m <sup>3</sup> /mes
COCINA	1.170,45	9.300,00	0,13	2	0,25	7,65
CALENTADOR	1.666,00	9.300,00	0,18	0,75	0,13	4,08
CALEFACCIÓN	2.133,05	9.300,00	0,23	0	0,00	0,00
TOTAL			0,53		0,39	11,74

	m <sup>3</sup> /mes
CAMANÁ	14,33
CHIVAY	25,00
COCACHACRA	11,74

Fuente: Lanziani, 2005.  
Elaboración: Propia, 2016.

## Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield

### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CAMIÓN

Capacidad de transporte	10.000,00	Galones
Capacidad de transporte LNG	38,00	m <sup>3</sup>
Capacidad de transporte GN	22.800,00	m <sup>3</sup>
Capacidad de transporte GN NOMINAL	<b>876,92</b>	MMBTU
Porcentaje de llenado	100,00	%
Capacidad de transporte GN REAL	<b>876,92</b>	MMBTU

### COSTOS UNITARIOS

Costo cisterna	<b>150.000,00</b>	US\$/UND
Costo tracto trailer	<b>250.000,00</b>	US\$/UND
<b>TOTAL</b>	<b>400.000,00</b>	US\$/UND

### COMBUSTIBLE

Costo gas GNL	4,04	US\$/MMBTU
Costo gas GNL	0,16	US\$/m <sup>3</sup>
Rendimiento en carretera	1,50	km/m <sup>3</sup>
Costo por kilómetro recorrido	0,10	US\$/ km
<b>Costo anual de combustible</b>	<b>6.721,22</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo combustible año por MMBTU</b>	<b>0,16</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

### PERSONAL

Costo de personal anual	36.000,00	<b>US\$/año</b>
<b>Costo personal año por MMBTU</b>	<b>0,86</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

### NEUMÁTICOS

Costo neumáticos	472,22	US\$/cada una
Durabilidad por neumático	50.000,00	km
Cantidad de neumáticos tráiler + tracto	22,00	Unidades
Cambios de neumáticos al año	4,00	
<b>Costo anual</b>	<b>41.555,56</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo neumáticos año por MMBTU</b>	<b>0,99</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

### MANTENIMIENTO

Mantenimiento anual	20.000,00	<b>US\$/año</b>
<b>Costo mantenimiento año por MMBTU</b>	<b>0,48</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

### SEGURO

Tanque	7.500,00	<b>US\$/año</b>
Tracto - tráiler	12.500,00	<b>US\$/año</b>
<b>Tráiler y tracto</b>	<b>20.000,00</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo seguro año por MMBTU</b>	<b>0,48</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield (continúa de la página anterior)**

**EVALUACIÓN DEL VIAJE REDONDO (UNITARIO)**

Distancia promedio ponderada - Centro de consumo	677,00	km
Ratio de consumo de combustible	2,00	km/m <sup>3</sup>
Costo del combustible GNL	0,10	US\$/km
Cantidad de km viaje redondo	1.354,00	km
Capacidad de transporte	22.800,00	m <sup>3</sup>
Número de viajes por año	134,60	Unid
Kilómetros recorridos por año	182.243,89	km
Volumen transportado por año	3.068.804,10	m <sup>3</sup> /año
<b>Energía transportada por año</b>	<b>118.030,93</b>	<b>MMBTU/año</b>

**EVALUACIÓN DEL VIAJE REDONDO (UNITARIO)**

Velocidad media ponderada	<b>30,00</b>	km/hr
Distancia viaje redondo	1.354,00	km
Tiempo VR s/Carga-D	45,13	Horas
Tiempo VR c/Carga-D	59,00	Horas
Disponibilidad de transporte	80,00	%
Hora año	7.008,00	Horas/año
Número viajes máximo	<b>134,60</b>	Viajes/año
Número viajes reales	<b>47,92</b>	Viajes/año
<b>Energía real transportada por año</b>	<b>42.021,74</b>	<b>MMBTU/año</b>

**AUTONOMÍA**

Capacidad GNL de PSR	38,00	m <sup>3</sup>
Capacidad GNL de PSR	876,92	MMBTU
Demanda residencial media	115,13	MMBTU/DÍA
Demanda GNV media	-	MMBTU/DÍA
Autonomía media	7,62	DÍAS

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield (continúa de la página anterior)

### CAPITAL EXPENDITURE CAPEX

Descripción	-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Autonomía en días	-	-	9,68	9,53	9,38	9,23	9,08	8,94	8,80	8,66	8,52	8,39	8,26	8,13	8,00	7,87	7,75
Número de viajes máximo por año/cisterna			134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60
Número de viajes reales por año			37,71	38,31	38,93	39,55	40,18	40,83	41,48	42,14	42,82	43,50	44,20	44,90	45,62	46,35	47,09
Cantidad de camiones requeridos	-	-	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
Inversión anual de camiones	-	-	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPEX MMUS\$</b>	-	-	<b>0,40</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

### OPERATIONAL EXPENDITURE

Descripción	-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Combustible			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Personal			0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
Neumáticos			0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Mantenimiento			0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Seguros			0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>TOTAL OPEX MMUS\$</b>	-	-	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield** (continúa de la página anterior)

**CAPITAL EXPENDITURE CAPEX**

Descripción	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Autonomía en días	7,63	7,51	7,39	7,27	7,16	7,05	6,94	6,83	6,72	6,61	6,51	6,41	6,31	6,21	6,11
Número de viajes máximo por año/cisterna	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60
Número de viajes reales por año	47,85	48,61	49,39	50,18	50,99	51,80	52,63	53,47	54,33	55,20	56,08	56,98	57,89	58,81	59,76
Cantidad de camiones requeridos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Inversión anual de camiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPEX MMUS\$</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**OPERATIONAL EXPENDITURE**

Descripción	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Combustible	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Personal	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Neumáticos	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Mantenimiento	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Seguros	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>TOTAL OPEX MMUS\$</b>	<b>0,12</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>

RESUMEN	COSTO	UNIDAD
VPN CAPEX	0,28	MMUS\$
VPN OPEX	0,89	MMUS\$
<b>VPN DEMANDA</b>	<b>300.886,55</b>	<b>MMBTU</b>
<b>LRMC</b>	<b>3,90</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

## Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield Distribución

### CAPITAL EXPENDITURE

CONCEPTO		-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Acumulada	MMUSD	1,38	4,05	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09
Anualidad de Inversión	MMUSD	0,17	0,50	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
<b>TOTAL CAPEX [MMUS\$]</b>	MMUSD	0,17	0,50	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63

### OPERATIONAL EXPENDITURE

CONCEPTO		-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
DISTRIBUCION	MMUSD	0,00	0,00	0,22	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25	0,25	0,25
COMERCIALIZACION	MMUSD	0,00	0,00	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
ADMINISTRACION	MMUSD	0,00	0,00	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
<b>TOTAL OPEX [MMUS\$]</b>	MMUSD	0,00	0,00	0,57	0,58	0,58	0,58	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,59	0,60	0,60	0,60

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Anexo 2. Evaluación económica esquema Greenfield Distribución** (continúa de la página anterior)

**CAPITAL EXPENDITURE**

CONCEPTO		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Inversion Acumulada	MMUSD	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09	5,09
Anualidad de Inversión	MMUSD	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63
<b>TOTAL CAPEX [MMUS\$]</b>	MMUSD	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63	0,63

**OPERATIONAL EXPENDITURE**

CONCEPTO		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
DISTRIBUCION	MMUSD	0,25	0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,27	0,28
COMERCIALIZACION	MMUSD	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12	0,12
ADMINISTRACION	MMUSD	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
<b>TOTAL OPEX [MMUS\$]</b>		0,60	0,60	0,60	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,62	0,63

RESUMEN	COSTO	UNIDAD
VPN CAPEX	4,10	MMUS\$
VPN OPEX	4,75	MMUS\$
VPN DEMANDA	300.887	MMBTU
<b>LRMC</b>	29,43	US\$/MMBTU

Fuente: Elaboración propia, 2016.



### Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield

#### ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL CAMIÓN

Capacidad de transporte	10.000,00	Galones
Capacidad de transporte LNG	38,00	m <sup>3</sup>
Capacidad de transporte GN	22.800,00	m <sup>3</sup>
Capacidad de transporte GN NOMINAL	<b>876,92</b>	MMBTU
Porcentaje de llenado	100,00	%
Capacidad de transporte GN REAL	<b>876,92</b>	MMBTU

#### COSTOS UNITARIOS

Costo cisterna	<b>150.000,00</b>	US\$/UND
Costo tracto trailer	<b>250.000,00</b>	US\$/UND
<b>TOTAL</b>	<b>400.000,00</b>	US\$/UND

#### COMBUSTIBLE

Costo gas GNL	4,04	US\$/MMBTU
Costo gas GNL	0,16	US\$/m <sup>3</sup>
Rendimiento en carretera	1,50	km/m <sup>3</sup>
Costo por kilómetro recorrido	0,10	US\$/ km
<b>Costo anual de combustible</b>	<b>10.233,30</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo combustible año por MMBTU</b>	<b>0,16</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

#### PERSONAL

Costo de personal anual	36.000,00	<b>US\$/año</b>
<b>Costo personal año por MMBTU</b>	<b>0,56</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

#### NEUMÁTICOS

Costo neumáticos	472,22	US\$/cada una
Durabilidad por neumático	50.000,00	km
Cantidad de neumáticos tráiler + tracto	22,00	Unidades
Cambios de neumáticos al año	4,00	
<b>Costo anual</b>	<b>41.555,56</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo neumáticos año por MMBTU</b>	<b>0,65</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

#### MANTENIMIENTO

Mantenimiento anual	20.000,00	<b>US\$/año</b>
<b>Costo mantenimiento año por MMBTU</b>	<b>0,31</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

#### SEGURO

Tanque	7.500,00	<b>US\$/año</b>
Tracto - tráiler	12.500,00	<b>US\$/año</b>
<b>Tráiler y tracto</b>	<b>20.000,00</b>	<b>US\$/año</b>
<b>Costo seguro año por MMBTU</b>	<b>0,31</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield (continúa de la página anterior)

#### EVALUACIÓN DEL VIAJE REDONDO (UNITARIO)

Distancia promedio ponderada - Centro de consumo	677,00	km
Ratio de consumo de combustible	2,00	km/m <sup>3</sup>
Costo del combustible GNL	0,10	US\$/km
Cantidad de km viaje redondo	1.354,00	km
Capacidad de transporte	22.800,00	m <sup>3</sup>
Número de viajes por año	134,60	Unid
Kilómetros recorridos por año	182.243,89	km
Volumen transportado por año	3.068.804,10	m <sup>3</sup> /año
<b>Energía transportada por año</b>	<b>118.030,93</b>	<b>MMBTU/año</b>

#### EVALUACIÓN DEL VIAJE REDONDO (UNITARIO)

Velocidad media ponderada	<b>30,00</b>	km/hr
Distancia viaje redondo	1.354,00	km
Tiempo VR s/Carga-D	45,13	Horas
Tiempo VR c/Carga-D	59,00	Horas
Disponibilidad de transporte	80,00	%
Hora año	7.008,00	Horas/año
Número viajes máximo	<b>134,60</b>	Viajes/año
Número viajes reales	<b>72,96</b>	Viajes/año
<b>Energía real transportada por año</b>	<b>63.979,63</b>	<b>MMBTU/año</b>

#### AUTONOMÍA

Capacidad GNL de PSR	38,00	m <sup>3</sup>
Capacidad GNL de PSR	876,92	MMBTU
Demanda residencial media	115,13	MMBTU/DÍA
Demanda GNV media	60,16	MMBTU/DÍA
Autonomía media	5,00	DÍAS

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield (continúa de la página anterior)

#### CAPITAL EXPENDITURE CAPEX

Descripción	-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Autonomía en días	-	-	6,82	6,69	6,56	6,43	6,30	6,17	6,05	5,93	5,81	5,69	5,58	5,47	5,36	5,25	5,14
Número de viajes máximo por año/cisterna			134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60
Número de viajes reales por año			53,50	54,58	55,68	56,80	57,95	59,13	60,33	61,56	62,82	64,10	65,42	66,76	68,14	69,54	70,98
Cantidad de camiones requeridos	-	-	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Inversión anual de camiones	-	-	0,40	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPEX MMUS\$</b>	-	-	<b>0,40</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

#### OPERATIONAL EXPENDITURE

Descripción	-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
Combustible			0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Personal			0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04
Neumáticos			0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04
Mantenimiento			0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Seguros			0,01	0,01	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
<b>TOTAL OPEX MMUS\$</b>	-	-	<b>0,09</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,10</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,11</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>	<b>0,12</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield (continúa de la página anterior)**

**CAPITAL EXPENDITURE CAPEX**

Descripción	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Autonomía en días	5,04	4,94	4,84	4,74	4,64	4,54	4,45	4,36	4,27	4,18	4,09	4,01	3,93	3,84	3,76
Número de viajes máximo por año/cisterna	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60	134,60
Número de viajes reales por año	72,45	73,95	75,49	77,06	78,67	80,32	82,00	83,73	85,49	87,29	89,14	91,03	92,96	94,94	96,96
Cantidad de camiones requeridos	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
Inversión anual de camiones	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>TOTAL CAPEX MMUS\$</b>	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-

**OPERATIONAL EXPENDITURE**

Descripción	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Combustible	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
Personal	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05
Neumáticos	0,04	0,04	0,04	0,04	0,04	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,06
Mantenimiento	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
Seguros	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,03	0,03	0,03
<b>TOTAL OPEX MMUS\$</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,13</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,14</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,15</b>	<b>0,16</b>	<b>0,16</b>	<b>0,16</b>	<b>0,17</b>	<b>0,17</b>

RESUMEN	COSTO	UNIDAD
VPN CAPEX	0,28	MMUS\$
VPN OPEX	0,88	MMUS\$
<b>VPN DEMANDA</b>	<b>442.268,55</b>	<b>MMBTU</b>
<b>LRMC</b>	<b>2,64</b>	<b>US\$/MMBTU</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

### Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield Distribución

#### CAPITAL EXPENDITURE

CONCEPTO		-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
Inversión Acumulada	MMUSD	1,43	4,18	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Anualidad de Inversión	MMUSD	0,18	0,52	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
<b>TOTAL CAPEX [MMUS\$]</b>	<b>MMUSD</b>	<b>0,18</b>	<b>0,52</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>

#### OPERATIONAL EXPENDITURE

CONCEPTO		-1	-2	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
DISTRIBUCION		0,00	0,00	0,21	0,22	0,22	0,22	0,22	0,23	0,23	0,23	0,23	0,24	0,24	0,24	0,24	0,25
COMERCIALIZACION		0,00	0,00	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ADMINISTRACION		0,00	0,00	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>TOTAL OPEX [MMUS\$]</b>		<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,28</b>	<b>0,29</b>	<b>0,29</b>	<b>0,29</b>	<b>0,29</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,30</b>	<b>0,31</b>	<b>0,31</b>	<b>0,31</b>	<b>0,31</b>	<b>0,32</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

**Anexo 3. Evaluación económica esquema Brownfield Distribución** (continúa de la página anterior)

**CAPITAL EXPENDITURE**

CONCEPTO		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Inversión Acumulada	MMUSD	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22	5,22
Añualidad de Inversión	MMUSD	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65	0,65
<b>TOTAL CAPEX [MMUS\$]</b>	<b>MMUSD</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>	<b>0,65</b>

**OPERATIONAL EXPENDITURE**

CONCEPTO		15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
DISTRIBUCION		0,25	0,25	0,26	0,26	0,26	0,27	0,27	0,27	0,28	0,28	0,28	0,29	0,29	0,29	0,30	0,30
COMERCIALIZACION		0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06	0,06
ADMINISTRACION		0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01	0,01
<b>TOTAL OPEX [MMUS\$]</b>		<b>0,32</b>	<b>0,32</b>	<b>0,33</b>	<b>0,33</b>	<b>0,33</b>	<b>0,34</b>	<b>0,34</b>	<b>0,34</b>	<b>0,35</b>	<b>0,35</b>	<b>0,35</b>	<b>0,36</b>	<b>0,36</b>	<b>0,36</b>	<b>0,37</b>	<b>0,37</b>

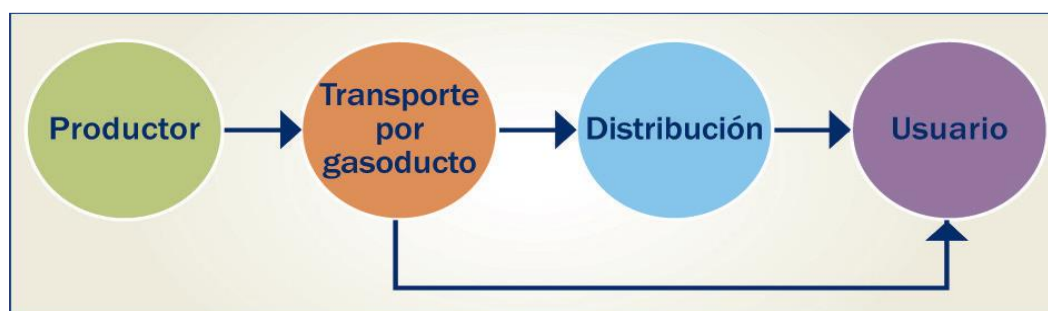
RESUMEN	COSTO	UNIDAD
VPN CAPEX	4,21	MMUS\$
VPN OPEX	2,43	MMUS\$
<b>VPN DEMANDA</b>	442.269	MMBTU
<b>LRMC</b>	15,02	<b>US\$/MMBTU</b>

Fuente: Elaboración propia, 2016.

#### **Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural**

La principal característica de la industria del gas natural son las elevadas inversiones que se requieren en infraestructura, y en especial, en lo correspondiente al sistema de transporte por ductos. El desarrollo de la industria del gas natural cuenta con tres eslabones de la cadena de suministro claramente definidos en la normativa del sector:

##### **Industria del gas natural: cadena de suministro**



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Osinergmin, 2015.

##### **Exploración y luego producción o explotación del gas natural**

El primer eslabón comprende las actividades de campo donde destacan la extracción del gas natural (que consiste en sacar el gas natural de sus reservorios naturales subterráneos y traerlo a la superficie terrestre) y la separación del gas natural seco de los líquidos de gas natural. Los líquidos que acompañan al gas natural son sometidos a un proceso denominado fraccionamiento, donde son separados el propano, butano (GLP) y gasolinas naturales (pentanos e hidrocarburos más pesados).

En la actualidad, en el Perú existen dos productores de gas natural (se tratan de los pozos que cuentan con un sistema de transporte por ductos) que se encuentran en fase de explotación, los cuales operan en los yacimientos de Camisea ubicados en la selva de Cusco, el Consorcio Camisea del Lote 88 y el Consorcio Camisea del Lote 56.

La exploración, producción y procesamiento del GN son actividades que se desarrollan en un mercado competitivo. En consecuencia, los precios del GN en boca de pozo no son regulados por Osinergmin. Sin embargo, excepcionalmente para el caso del GN extraído del Lote 88 de los yacimientos de Camisea, el Estado peruano acordó en el Contrato de Licencia topes máximos para los precios del GN. A continuación, se presentará el proceso de producción:

#### Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural (continúa de la página anterior)

- **En boca de pozo planta separadora Malvinas.** La Planta Malvinas está localizada a orillas del río Urubamba, 500 km al este de Lima. Esta planta está diseñada para procesar 1.160 millones de pies cúbicos por día (MMPCD) de gas natural proveniente de los Lotes 56 y 88; y comprende las unidades de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección. Consta de cuatro trenes criogénicos: dos trenes de 220 MMPCD cada uno y dos trenes de 360 MMPCD cada uno; y dos unidades de estabilización de condensados de 25.000 BPD (barrels of oil equivalent per day o barriles de petróleo equivalentes por día, en español) cada una. Asimismo, se ha realizado una segunda ampliación de la planta para incrementar capacidad en 520 MMPCD, que consistió en instalar equipos de procesos y de almacenamiento de LGN para ampliar la capacidad de procesamiento en 520 MMPCD de gas natural húmedo, con la finalidad de abastecer al mercado nacional con volúmenes adicionales de gas natural seco.

El gas natural húmedo provendrá de los pozos de las locaciones Cashiriari 3 del Lote 88, Mipaya del Lote 56 (ambos del Consorcio Camisea) y de Kinteroni del Lote 57 (Repsol).

#### Especificaciones de planta de separación Malvinas

CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS PLANTA MALVINAS		
Elemento	Capacidad MMPCD	Año
Un tren criogénico	440	2004
Un tren criogénico	720	2008
Un tren criogénico	520 (Segunda ampliación)	2012
TOTAL	1680 CD	

Fuente: BA Energy Solutions, 2016.

Elaboración: Propia, 2016.

- **En planta de licuefacción Pampa Melchorita.** La planta de licuefacción de gas natural se construye en un terreno costero eriazado de 521 ha ubicado a 170 km al sur de Lima. Esta incluye un centro de licuefacción de gas natural, un terminal marítimo con un muelle de carga y un canal de navegación que permitirá el ingreso y salida de los buques metaneros. En la planta se produce el gas natural licuado (LNG, por sus siglas en inglés) mediante un proceso de purificación y enfriamiento, a través del cual el gas pasa de su estado gaseoso al estado líquido, reduciendo su volumen hasta 600 veces, facilitando así su almacenamiento hasta su traslado en buques metaneros. La planta de Perú LNG tiene una capacidad nominal de 4,4 millones de toneladas anuales, lo que significa que está en capacidad de procesar 620 millones de pies cúbicos diarios de gas natural.



#### **Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural** (continúa de la página anterior)

Luego de ser enfriado, el LNG se almacena en dos grandes tanques de almacenamiento de 130.000 m<sup>3</sup> a presión atmosférica para su posterior embarque en buques metaneros para lo cual tiene un terminal marítimo con un muelle de carga y un canal de navegación.

En lo que respecta al presente trabajo de investigación también dispone de un cargadero de camiones con capacidad para cargar 20 MMPCD, características favorables para el traslado a zonas aisladas debido al volumen que ocupa comparado con el estado gaseoso.

#### **Transporte de gas natural**

La actividad de transporte consiste en el traslado de gas natural, desde los puntos de producción (yacimientos o plantas regasificadoras) hasta el *city gate*, donde inicia el sistema de distribución de gas natural local. Para traer el gas natural desde Camisea a Lima se construyó un ducto de alta presión que tiene una longitud de 730 km, cuyo trazo parte de Camisea en el Cusco y llega al *city gate* ubicado en Lurín, al sur de Lima.

Paralelo al ducto de gas natural seco corre el poliducto que transporta los líquidos de gas natural desde Camisea hasta la playa Lobería en Pisco, donde se encuentra la planta de fraccionamiento que opera Pluspetrol. Su longitud es de 540 km.

En la actualidad se cuenta con un transportista, Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP), que opera el sistema de transporte por ductos desde Camisea (Las Malvinas) al *city gate* de Lurín. Esta forma de transporte se le conoce como gasoducto convencional.

La actividad de transporte de GN por ductos de Camisea al *city gate* se encuentra sujeta a regulación de tarifas por parte de Osinergmin. Hay que destacar que una característica del transporte por ductos es que sus inversiones tienen la condición de costos hundidos, lo cual implica que una vez la inversión ha sido realizada, para el inversionista resulta inviable económicamente trasladar sus activos a otro destino, por lo que la única alternativa que enfrenta es seguir operando. A continuación, se presenta el proceso de transporte:

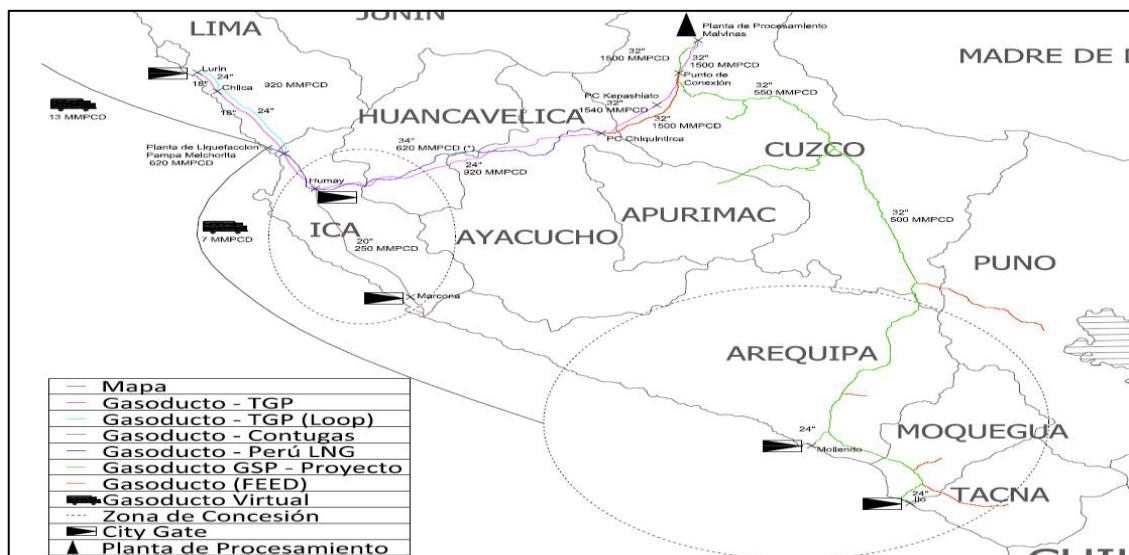
#### Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural (continúa de la página anterior)

- **Por gasoductos convencionales.** El Sistema de Transporte de Gas Natural Central TGP está formado por dos ductos: uno de 730 km que transporta gas natural (GN) y otro de 560 km que lleva líquidos de gas natural (LGN). Ambos nacen en la selva de Cusco, atraviesan la Cordillera de los Andes y sus montañas escarpadas a más de 4.800 msnm, para luego descender hasta la localidad de Humay, donde el Sistema de Transporte por Ductos (STD) se bifurca. En ese punto, el ducto de LGN se dirige hacia la planta de fraccionamiento en Pisco, mientras que el de GN se extiende hasta Lurín, a unos 35 km al sur de Lima Metropolitana, y termina en el punto de entrega denominado *city gate* Lurín.

El Sistema de Transporte de Gas Natural está conformado por las siguientes bases de operación:

- Una planta de compresión Kepeshiatio en Cuzco, que contribuye al incremento de capacidad de transporte del gas natural.
- Una planta de compresión Chiquintirca en Ayacucho que contribuye al incremento de la capacidad de transporte del gas natural.
- LOOP Costa, que lo constituyen ductos adicionales en paralelo en la zona de la costa para incrementar la cantidad de gas natural transportado; zona entre Cañete y Chilca y entre Chilca y Lurín.

#### Trazo de gasoducto TGP



Fuente: BA Energy Solutions, 2016.

Elaboración: Propia, 2016.

#### **Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural** (continúa de la página anterior)

Actualmente, cuenta con una tubería de 32 pulg entre la Planta de Procesamiento Malvinas y la Planta de Compresión Chiquintirca en Ayacucho, con una capacidad de transporte de 1.540 MMPCD. Esta última planta comprime el gas natural mediante turbocompresores derivándose en dos tuberías: una de 34 pulg para Perú LNG y otra de 24 pulg para TGP.

A partir de abril de 2016, la capacidad del sistema de transporte será de 920 MMPCD como parte del proceso de expansión comprometido en su Contrato BOOT de Concesión; dicha expansión consiste en:

- Construcción de una planta de compresión en Kepashiato (Cuzco) con una potencia de 72.000 hp, formada por cuatro turbocompresores (tres en operación y uno en *stand by*).
- Etapa 02 LOOP Costa; es una tubería de 24 pulg paralela a la existente de 18 pulg ubicada en el tramo entre Chilca y Lurín.

Ambos proyectos de expansión de capacidad ya se encuentran adjudicados de acuerdo con la oferta en el *open season*, correspondiente otorgando al sistema una capacidad hasta 920 MMPCD.

Cabe precisar que existe otro gasoducto de 34 pulg con capacidad de 620 MMPCD que transporta gas natural proveniente del Lote 56; este gasoducto inicia en la Planta de Compresión de Chiquintirca con destino a la Planta de Licuefacción ubicada en Pampa Melchorita propiedad de Hunt Oil, cuyo fin es la exportación de GNL.

Con referencia al uso del Gasoducto de Perú LNG se debe indicar que con fecha 14 de diciembre de 2009 se celebró un acuerdo para el incremento y uso de la capacidad de transporte de ducto principal, el mismo que fue aprobado por la DGH mediante Resolución Suprema N°040-2010-EM e incorporado como parte del convenio de inversión de Perú LNG mediante Decreto Supremo N°037-2010-EM y del Contrato BOOT de TGP mediante Resolución Suprema N° 041-2010-EM. Mediante este acuerdo, TGP tiene derecho a crear y usar a su entera disposición y costo en el ducto de Perú LNG la capacidad creada de TGP, siempre que no se afecte las operaciones del último.

Con esta precisión se lograría que el sistema de transporte tenga una capacidad de 1.540 MMPCD provenientes de 920 MMPCD de TGP y 620 MMPCD de Perú LNG.

- **Por gasoductos virtuales.** Este tipo de transporte virtual se realiza por medio de camiones cisternas que tienen una capacidad limitada de espacio, los cuales permiten transportar el gas natural en diferentes estados de energía ya sea en estado gaseoso (Gas Natural Comprimido – GNC) o en estado líquido (Gas Natural Licuefactado - GNL).

#### **Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural** (continúa de la página anterior)

En el transporte y distribución de GNC y GNL a través de gasoductos virtuales para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, los precios se establecen en un entorno competitivo donde interactúan la oferta y la demanda. El Estado no interviene.

Asimismo, dentro del proceso de masificación del GN, el Estado Peruano ha concesionado proyectos para expandir su consumo en las ciudades del norte, sur-oeste y la región alto andina del país, mediante el uso de gasoductos virtuales, los cuales podrán transportar gas natural comprimido o licuefactado a los lugares concesionados. La cadena de suministro del GNC y GNL se realizará de la siguiente manera: desde la Planta Melchorita se efectúa el procedimiento de licuefacción para convertir el gas natural en gas líquido. El transporte se hará por carretera utilizando el sistema de gasoductos virtuales (camiones cisterna especialmente acondicionados). El contenido será llevado hacia plantas de regasificación en distintas ciudades del Perú para su conversión. El gas se destina a distintos puntos para su distribución en grifos, industrias y casas.

#### **Distribución de gas natural**

La actividad de distribución consiste en repartir vía redes de ductos de polietileno, las cuales van enterradas a profundidad de 0,6 m, el gas natural a media y baja presión, a distintos consumidores finales, tales como residenciales, comerciales, industriales, generadores eléctricos y estaciones de gas natural vehicular. Las presiones de distribución son inferiores a 5 bares y el tendido obedece a un estudio de demanda previamente realizado. Asimismo, la actividad de distribución de GN por red de ductos se encuentra sujeta a regulación de tarifas por parte de Osinergmin

En la actualidad, hay dos distribuidores de GN por red de ductos, Gas Natural de Lima y Callao S.A. – Cálidda y Contugas S.A.C, que operan los sistemas de distribución en Lima y Callao, y en Ica, respectivamente. La distribución de gas natural de Camisea en Lima y Callao se efectúa a través de una red de ductos operada por la empresa Cálidda, que comprende los siguientes sistemas:

- La red troncal de distribución que es un gasoducto (de acero) de alta presión que se inicia en el *city gate* en el distrito de Lurín, donde el gas es odorizado con la finalidad de que pueda ser identificado; y atraviesa 13 distritos más de Lima Metropolitana: Villa María del Triunfo, Santa Anita, San Luis, Ate Vitarte, San Martín de Porres, El Agustino,

#### **Anexo 4. Descripción de la cadena comercial del gas natural** (continúa de la página anterior)

Independencia, Los Olivos, Cercado de Lima, Callao, Carmen de la Legua, Bellavista, hasta llegar a Ventanilla, donde está ubicada la planta de generación eléctrica de Etevensa, que fue la primera en operar con gas natural.

- La red de distribución en media y baja presión, que comprende un conjunto de ductos por medio de los cuales se lleva el gas natural hasta el domicilio de los consumidores (residenciales, industriales, comerciales, eléctricos y de GNV). Los ductos de esta red parten de la red troncal de distribución.

A continuación, se presenta el recorrido de la red troncal de distribución de gas natural en Lima y Callao:

### Red troncal de distribución de gas natural en Lima y Callao



Fuente: Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria del Osinergmin, 2015.

## Anexo 5. Marco normativo sobre la masificación del GN

Mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, en la cual se establece como Objetivos 3 y 7 el "Acceso universal al suministro energético" y "Desarrollar la industria de gas natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria así como la generación eléctrica eficiente", respectivamente, estableciéndose entre sus lineamientos de política "Alcanzar la cobertura total del suministro de electricidad e hidrocarburos y "Ampliar y consolidar el uso del gas natural y el GLP en la población del Perú", ambos orientados a mejorar la calidad de vida de las poblaciones con menores recursos.

Que, dada la política del gobierno de impulsar la masificación del gas natural con un criterio de inclusión social y de conformidad con lo establecido en el numeral 8.1 del artículo 80 de la Ley N° 29852, el Ministerio de Energía y Minas aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022, el cual define los lineamientos y criterios relacionados al acceso al mercado, población objetivo, mecanismos de masificación por tipo de usuario, temporalidad de los mecanismos, entre otros, conforme a la política energética nacional antes indicada.

### Normas que promueven el acceso y consumo de GN

Norma	Fecha	Objeto
<b>Ley N°28849 / Ley N° 29129</b>	<b>27/06/2006</b>	Incentivar el consumo de gas natural en las diversas circunscripciones territoriales del país.
<b>Declarar de necesidad e interés público la construcción del gasoducto Camisea - Santa Ana - Cusco, así como del gasoducto hacia las regiones de Puno, Huancavelica, Arequipa, Moquegua y Tacna.</b>		
<b>Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural.</b>	<b>24/10/2007</b>	Declarar de necesidad e interés público la construcción del gasoducto Camisea - Santa Ana - Cusco, así como del gasoducto hacia las regiones de Puno, Huancavelica, Arequipa, Moquegua y Tacna.
<b>Decreto Supremo N° 057-2008-EM</b>	<b>11/11/2008</b>	Establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de GNC y GNL.
<b>Reglamento de comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL)</b>		
<b>Ley N°29496</b>	<b>13/01/2010</b>	Autorizar la creación de empresas municipales, con personería de derecho público o privado, encargadas de la prestación del servicio público de suministro de gas natural por red de ductos en las localidades que puedan ser abastecidas de gas natural, en virtud de lo cual se declara de interés público la creación de estas empresas municipales, siendo competencia del Ministerio de Energía y Minas la calificación de subsidiariedad aplicable a cada caso.
<b>Ley de creación de empresas municipales encargadas de la prestación del servicio público de suministro de gas natural por red de ductos en el ámbito de las municipalidades distritales y provinciales</b>		

Anexo 5. Marco normativo sobre la masificación del GN (continúa de la página anterior)

Norma	Fecha	Objeto
<b>Ley N°29852</b>	<b>13/04/2012</b>	Obtener recursos mediante un cargo tarifario (SISE), aplicable a las redes de ductos y al suministro de derivados de hidrocarburos, para dotar de infraestructura que brinde seguridad al sistema energético. Obtener recursos a un fondo FISE, mediante un recargo en la facturación de los usuarios libres de electricidad, de la red de ductos y del suministro de derivados de hidrocarburos para compensación social y promoción al acceso al GN, GLP y electrificación rural de los sectores vulnerables.
<b>Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)</b>		
<b>Ley N°29969</b>	<b>22/12/2012</b>	Promover la masificación del GN mediante el desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de GNC y GNL a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, así como el transporte vehicular en las regiones del país. Se faculta a las empresas de distribución de electricidad de propiedad del Estado, a ejecutar programas de masificación de gas natural, incluyendo la distribución en el ámbito de su concesión, conforme a la normatividad vigente.
<b>Ley que dicta disposiciones a fin de promover la industria del gas natural</b>		
<b>Ley N°29970</b>	<b>22/12/2012</b>	Declarar de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.
<b>Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país</b>		

#### Normas que promueven la distribución del GN por red de ductos

Norma	Fecha	Objeto
<b>Decreto Supremo N°040-2008-EM</b>	<b>22/07/2008</b>	Las disposiciones del presente Reglamento norman lo referente a la actividad del servicio público de distribución de gas natural por red de ductos, incluyendo los procedimientos para otorgar concesiones, para fijar las tarifas, normas de seguridad, normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como normas vinculadas a la fiscalización.
<b>Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos</b>		

**Anexo 5. Marco normativo sobre la masificación del GN (continúa de la página anterior)**

**Normas que promueven la distribución del GN por red de ductos**

<b>Resolución Ministerial N°533-2012-MEM/DM</b>	<b>18/07/2013</b>	Disponer la aplicación a los niveles socioeconómicos C, D y E, de la promoción por la conexión de consumidores residenciales, a efectos de lograr el mayor impacto social en la masificación del gas natural, en las zonas donde existan concesiones de distribución de gas natural en el país.
<b>Disponen la aplicación a niveles socioeconómicos C, D y E de la promoción por la conexión de consumidores residenciales, a efectos de lograr el mayor impacto social en la masificación del gas natural</b>		
<b>Resolución Ministerial N°146-2013-MEM/DM</b>	<b>20/04/2013</b>	Disponer la aplicación de la promoción para la conexión de consumidores residenciales a los niveles socioeconómicos de los estratos medio, medio bajo y bajo según el plano estratificado a nivel de manzana por ingreso per cápita del hogar, desarrollado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), a efectos de lograr el mayor impacto social en la masificación del gas natural en las zonas donde existan concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en el país.
<b>Modifican artículo 1 de la Resolución Ministerial N°533-2012-MEM-DM, sobre aplicación de la promoción para la conexión de consumidores residenciales a diversos niveles socioeconómicos</b>		
<b>Decreto Supremo N°029-2013-EM</b>	<b>01/08/2013</b>	Impulsar la masificación del gas natural con un criterio de inclusión social en el sector residencial en especial en los niveles socioeconómicos medio, medio bajo y bajo establecidos por el Estado Peruano, conforme a la política energética nacional y promoviendo la simplificación de los procedimientos administrativos y agilizando la inversión en la masificación del gas natural.
<b>Emiten disposiciones para mejorar la operatividad de la masificación del gas natural</b>		
<b>Decreto Supremo N°033-2013-EM</b>	<b>27/08/2013</b>	Disponer que los sistemas de distribución de gas natural por red de ductos podrán ser abastecidos total o parcialmente a través de gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuefactado (GNL).
<b>Modifican el TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos</b>		
<b>Decreto Supremo N° 063-2005-EM</b>	<b>28/12/2005</b>	Promover el uso masivo del gas natural en los mercados industrial, comercial, doméstico y vehicular de todo el territorio nacional, mediante la incorporación de condiciones favorables que faciliten el acceso de los consumidores al uso del gas natural.
<b>Normas para promover el consumo masivo de gas natural</b>		
<b>Decreto Supremo N°010-2016-EM</b>	<b>10/06/2016</b>	Regular que la concesión de distribución en un área determinada será exclusiva para un solo concesionario y dicha área no podrá ser reducida sin autorización de la Dirección General de Hidrocarburos (DGH). Regular el mecanismo de promoción por medio del cual la conexión de consumidores residenciales se aplicará de acuerdo con los criterios y zonas geográficas que establezca el Ministerio de Energía y Minas mediante resolución ministerial. La promoción cubrirá como máximo el costo de la conexión, que implica la suma del derecho de conexión y el costo de la acometida de una residencia típica.
<b>Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y emite otras disposiciones vinculadas a la masificación del gas natural</b>		



**Anexo 5. Marco normativo sobre la masificación del GN (continúa de la página anterior)**

**Marco normativo que promueve el uso de gas natural vehicular**

<b>Norma</b>	<b>Fecha</b>	<b>Objeto</b>
<b>Decreto Supremo N°028-2013-EM</b> <b>Crean Programa de Conversión Masiva de Vehículos a GNV y dictan medidas para su uso masivo en vehículos del sector público</b>	<b>31/07/2013</b>	Promover una política de renovación del parque vehicular nacional, mediante la importación de vehículos nuevos originalmente diseñados para su combustión al GNV y el consumo del GNV en las entidades del Estado.
<b>Decreto Supremo N°009-2006-EM</b> <b>Declaran de interés nacional el uso del gas natural vehicular</b>	<b>20/01/2006</b>	Modificar el Reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de gas natural vehicular (GNV).
<b>Decreto Supremo N°006-2005-EM</b> <b>Reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV</b>	<b>02/02/2005</b>	El Reglamento se aplicará a nivel nacional para la instalación y operación de los establecimientos de venta al público de gas natural vehicular (GNV) y de los consumidores directos de GNV.
<b>Modificaciones al Reglamento:</b> <b>Decreto Supremo N°050-2007-EM:</b> Modifican el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de gas natural vehicular. <b>Decreto Supremo N°014-2010-EM:</b> Modificaciones al reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de gas natural vehicular (GNV). <b>Decreto Supremo N°003-2008-EM:</b> "Modifican Decreto Supremo N°0509-2007-EM y se establecen normas complementarias como la pre existencia.		

## Anexo 6. Precios de combustibles sustitutos

### Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta

Número de visitante **2321691**

Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA CAMANA CAMANA 10 Kg

Distrito	Marca	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
CAMANA	Llama Gas	LLAMA GAS S.A.	CALLE ALFONSO UGARTE K-6 - URB. SANTA ELSA	989065780	32.00	32.50	20/07/2016
CAMANA	REPSOL GAS	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL SUR SAC	JR. ALFONSO UGARTE N° 479		0.00	39.30	26/05/2016


Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

### Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta

Número de visitante **2321691**

Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA ISLAY MOLLENDO 10 Kg

Distrito	Marca	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
MOLLENDO	Llama Gas	LLAMA GAS S.A.	CENTRO POBLADO MOLLENDO MZ. P1, LT. 14 (CALLE IQUITOS N° 767)		32.00	32.50	20/07/2016
MOLLENDO	Solgas	DISTRIBUIDORA DE GAS DEL SUR SAC	CALLE GENERAL LARA N° 329	966620222	37.10	38.60	15/12/2015

Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

Fuente: Osinergmin, 2016c.

## Anexo 6. Precios de combustibles sustitutos (continúa de la página anterior)

### Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta

Número de visitante 2321691

Precio del Cilindro de Gas Licuado de Petróleo en Locales de Venta

Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA | CAYLLOMA | MAJES | 10 Kg

Distrito	Marca	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
MAJES	Llama Gas	LLAMA GAS S.A.	AV. PEDREGAL MZ. A-23. LOTE 06		31.50	32.00	20/07/2016
MAJES	REPSOL GAS	OSWALDO FELIPE CHOQUE RAMOS	MZ. O LT. 04 PEDREGAL NORTE	957457331	34.00	32.00	04/01/2016
MAJES	REPSOL GAS	OSWALDO FELIPE CHOQUE RAMOS	PEDREGAL SUR PRIMERA ETAPA MZ. B4 LT. 14		33.00	32.00	04/01/2016
MAJES	Masgas	REPRESENTACIONES DON PASTOR MAJES SUR S.A.C.	CALLE TIABAYA MZ. U LOTE 10 -EL PEDREGAL		0.00	33.00	24/02/2016
MAJES	Masgas	REPRESENTACIONES DON PASTOR MAJES SUR S.A.C.	CIUDAD DE MAJES MODULO A SECTOR 3 MZ. N3 LT. 14		0.00	33.00	24/02/2016
MAJES	REPSOL GAS	OSWALDO FELIPE CHOQUE RAMOS	AV. ISLAY MZ. K - LT. 2A PEDREGAL		34.00	33.00	04/01/2016

Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

Fuente: Osinergmin, 2016c.

### Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Número de visitante 2321691

Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA | CAMANA | CAMANA | Gasohol 90 Plus

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
CAMANA	CODECOMFE HERMANOS S.C.R.L.	JOSE GRANDA N° 301	571066 / 572473	12.30	11.70	06/04/2016

Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

Fuente: Osinergmin, 2016b.

Anexo 6. Precios de combustibles sustitutos (continúa de la página anterior)

### Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Número de visitante 2321691

Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA | ISLAY | COCACHACRA | Gasohol 90 Plus

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
COCACHACRA	GRUPO CORPORATIVO SAN LUIS	CARRETERA PANAMERICANA KM. 1041.5	959606633	12.33	10.44	20/04/2016
COCACHACRA	JOSE DOMINGO HERRERA SALAZAR	CALLE DEAN VALDIVIA S/N Y CALLE LIBERTAD N° 1312	054-533562	10.99	11.39	09/07/2016
COCACHACRA	MAXIM SERVICIOS E.I.R.L.	PANAMERICANA SUR KM 1045	054-533562	10.44	11.43	27/05/2016

Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

### Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Número de visitante 2321691

Precio de Gasolina y Diesel en Estaciones de Servicio y Grifos formales

Fecha y Hora de Actualización : 08/08/2016 - 10:00



AREQUIPA | CAYLLOMA | CHIVAY | Gasohol 90 Plus

Distrito	Establecimiento	Dirección	Teléfono	Precio de Venta Anterior	Precio de Venta	Fecha Actualización
CHIVAY	ESTACION DE SERVICIOS SANTA LUCIA S.R.LTDA	AV. 22 DE AGOSTO N° 400	054-586064	12.00	12.60	14/06/2016
CHIVAY	GRIFO CENTRO MOTRIZ CHIVAY S.A.C.	AV. 22 DE AGOSTO N° 601	531127	0.00	14.00	02/12/2015

Página 1 de 1 <Anterior Página actual: 1 Siguiente> <<Inicio Fin>>

Los precios son referenciales, tomados a partir de información proporcionada por los administrados e información de campo obtenida por OSINERGMIN.

Fuente: Osinergmin, 2016b.

## **Nota biográfica**

### **John Aldo Andía Granadino**

Nació en Lima, el 25 de febrero de 1981. Abogado por la Universidad de Lima. Cuenta con un Diplomado en Derecho Administrativo Económico por la Universidad de Ciencias Aplicadas y un Diplomado y estudios de especialización en Dirección y Gestión Empresarial para Abogados por la Universidad del Pacífico.

Tiene más de seis años de experiencia en el sector de ingeniería y construcción de obras públicas y privadas. Actualmente, desempeña el cargo de responsable legal del Consorcio Constructor Ductos del Sur, el cual es responsable de la ingeniería, procura y construcción del Proyecto “Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano”.

### **Luis Salas Rivera**

Nació en Lima, el 18 de setiembre de 1973, se graduó como Ingeniero Mecánico Eléctrico por la Universidad Nacional San Agustín de Arequipa. Realizó una especialización en Ingeniería del Gas Natural en la Universidad de Buenos Aires (UBA), Argentina. Cuenta con especializaciones en Gestión de Gas Natural Licuefactado y en Estadística Aplicada; además de haber llevado diversos cursos técnicos vinculados al campo del gas natural.

Tiene más de 12 años de experiencia en el sector gasífero, habiendo laborado como asesor en aspectos regulatorios técnicos, tarifarios y comerciales en la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de Osinergmin. También ha trabajado en el Concesionario de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región Ica (Contugas), desempeñándose como asesor de Regulación Técnica y Tarifaria. Actualmente desempeña el cargo de consultor principal en BA Energy Solutions.