

Masificación del gas natural en el Perú

Hoja de ruta para
acelerar su desarrollo



ORGANISMO SUPERVISOR DE LA INVERSIÓN EN ENERGÍA Y MINERÍA

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Gas Natural

Masificación del gas natural en el Perú

Hoja de ruta
para acelerar
su desarrollo



Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Gas Natural

2012

Publicación elaborada por la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART) de OSINERGMIN y editada por Teps Group S.A.C. según Orden de Servicio 002 - 000047.

Por la GART

Gerente Adjunto GART:	Víctor Ormeño Salcedo
Gerente de Regulación de Gas Natural:	Luis Espinoza Quiñones
Asesor Técnico:	Carlos Palacios Olivera
Asesora Legal:	María del Rosario Castillo Silva
Especialistas:	Virginia Barreda Grados Óscar Echegaray Pacheco

Por Teps Group

Editor:	Pedro Hugo Morote
Diseñador:	Pablo Quispe Sánchez

Edición
OSINERGMIN
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria – GART
División de Gas Natural
Av. Canadá 1460 – San Borja – Lima 14
Teléfono: 219 3400; Anexos: 2001 / 2010; Fax: 224 0491

Copyright © OSINERGMIN-GART 2012

La reproducción total o parcial de este documento y/o su tratamiento informático están permitidos, siempre y cuando se citen las fuentes y se haya solicitado el permiso correspondiente de OSINERGMIN-GART.

Presentación

A mediados de abril del presente año, el Ejecutivo promulgó la Ley 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 derrotero que abre la posibilidad de llevar el gas y sus beneficios a amplios sectores de poblaciones alejadas de los actuales sistemas de gasoductos.

Hasta ahora la masificación del gas natural, entendido ésta como el proceso de incorporación creciente de los consumidores del sector residencial al suministro del hidrocarburo, está circunscrita a algunos distritos de Lima y muy recientemente de Ica, donde se ha hecho posible la convergencia de factores que facilitan las conversiones domiciliarias al gas natural.

En Lima existen hoy varios miles de consumidores residenciales, decenas de industrias y centros comerciales, y un importante grupo de centrales de generación eléctrica atendidos a través de las redes de gas natural en alta y baja presión; y el número de estos consumidores crece día a día a medida que se expanden las redes de distribución, se promueve y facilita más agresivamente las conversiones y se acrecienta la ‘cultura del gas natural’.

Todo este proceso, que se inició con la llegada del gas natural a Lima en agosto de 2004, tiene lugar por la existencia de un mercado donde existen diferentes tipos de consumidores y donde la acción normativa y regulatoria del Estado ha establecido ‘condiciones’ que facilitan el acceso de los clientes residenciales al hidrocarburo;

pero esencialmente por que existen redes de gasoductos convencionales que sirven al mercado.

Sabemos que el relativo éxito de la masificación del gas natural en Lima es un acicate para otras regiones del país que demandan con urgencia disponer de gas natural para dinamizar su desarrollo económico y social y dar así mejores posibilidades a los sectores más vulnerables de su población. Pero esta legítima aspiración no puede ser atendida en el corto plazo por medios de gasoductos convencionales.

De ahí se desprende la importancia de la Ley que crea el FISE, ya que la operación de este fondo podría 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.

Dentro de esta línea de acción se inscribe esta publicación que contiene la propuesta de ‘gasoductos virtuales’ elaborada por la División de Gas Natural de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin para ‘universalizar el acceso al gas natural’ en el sur y otras regiones del país en corto tiempo.

Luis Espinoza Quiñones
Gerente de Regulación de Gas Natural

Índice

Presentación	3
Índice	5
Prólogo	7
I. Introducción	11
II. Emprendimientos del gas natural de Camisea	13
“Camisea 1”: el proyecto integral	13
“Camisea 2”: el proyecto exportador	15
“Camisea 3”: el proyecto a escala regional	17
“Camisea 4”: el proyecto en tren de espera	18
Corolario	21
III. Experiencias en la masificación del gas natural	23
La masificación en Lima y Callao	23
Lecciones de la masificación en Lima y Callao	29
IV. Costos involucrados en la masificación del gas natural	31

V. Posible programa de masificación	39
Hoja de ruta de la masificación	43
VI. Masificación del GNV en el transporte público	43
Costos y competitividad del GNV	43
Problemática del transporte público	44
VII. Problemática del desarrollo residencial del gas natural	47
Análisis de la conversión residencial al gas natural	51
Anexos	57
Anexo 1.-Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético	58
Anexo 2.-Cadenas de suministro de gas natural y el GLP	61
Anexo 3.-Diferencias físico-químicas del gas natural y el GLP	62

Prólogo

Aunque parece evidente, la masificación del gas natural no es cuestión de cuánto o qué volumen de gas se consume sino de cuán significativo es el número de clientes que se abastece con este combustible. Hoy, el Perú tiene un consumo promedio de 500 millones de pies cúbicos por día concentrado en unos pocos consumidores, mayormente generadores eléctricos.

¿Y por qué necesitamos llevar el gas natural a un mayor número de pobladores?

Porque lo que consume hoy la población de nuestro país es el gas licuado de petróleo (GLP) y la leña. El GLP, al ser un derivado del petróleo, está condenado a que su precio siga la evolución del precio del petróleo, con los impactos negativos que tiene en el mercado nacional. En el Perú, el GLP está subsidiado por el Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC), por medio del cual se han destinado grandes cantidades de recursos fiscales a su consumo sin crear una nueva infraestructura que nos libere de la dependencia del petróleo. La leña por su parte es usada en el ámbito rural como una forma económica de conseguir energía, sin tener en consideración el daño ecológico y climático que origina su combustión.

Por eso, el gas natural es el único combustible que hace posible alcanzar el objetivo que se ha trazado el gobierno de dar acceso a la población a una energía limpia y económica que puede liberarnos de la dependencia del petróleo y sus derivados (GLP entre ellos).

Una de las ventajas del gas natural, y a la vez su ‘maldición’, es que se requiere desarrollar redes públicas para que se distribuya a las viviendas. El gas natural está en estado gaseoso y, al aumentar la presión del gas, se mantiene en esa misma fase a diferencia del GLP que a una presión ligera pasa a una fase líquida. Esta diferencia física entre el gas natural y el GLP es la que orienta su economía. Normalmente el gas natural es barato en los campos de producción y se encarece por las redes de transporte y distribución, mientras que el GLP es caro en los centros de refinación y, al estar en fase líquida, la cadena de distribución no agrega demasiado a su precio final.

Todos los estados que han logrado el desarrollo residencial del gas natural (llamaremos a esto masificación del gas natural) han tenido que aplicar políticas de subsidios (directos o indirectos) y desarrollar programas de difusión para crear una cultura que destierre los mitos sobre la seguridad del hidrocarburo; y encarar asimismo los factores de costos y demanda que hagan posible que el gas natural sea económico en el corto y largo plazo.

¿Cómo se puede acelerar la masificación del gas natural?

La masificación del gas natural en el Perú se inició en el 2004 con la puesta en marcha del Proyecto Camisea con sus reservas equivalentes a casi 11 Tera Pies Cúbicos (TPC) y con un precio en la zona de producción de US\$ 1 por Giga Joule (este precio es equivalente a casi US\$ 6 por barril equivalente del petróleo, lo que en su época era menor al 10% del precio del crudo).

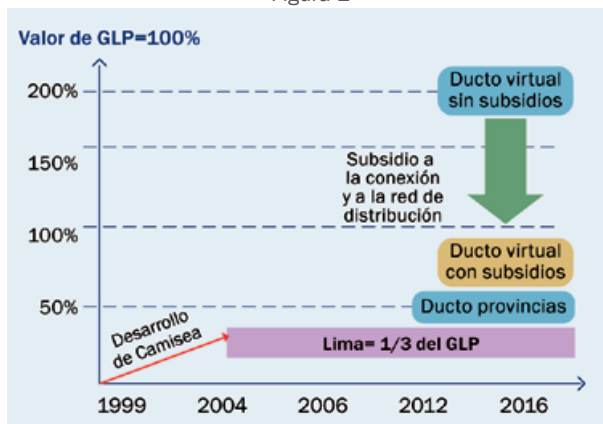
Para lograr un precio del gas natural para el consumo residencial en Lima de casi US\$ 7 por Giga Joule, es decir, la tercera parte del precio del GLP, fue necesario que existieran clientes industriales que absorbiesen los costos de la red de distribución y que además contribuyesen a subsidiar parte de los costos de conversión al gas natural de los consumidores residenciales.

En provincias se puede desarrollar el gas natural a un precio inferior del GLP y casi muy cercano al de Lima (Figura 1 de la página siguiente), pero se requiere de una masa crítica de industrias que ayude a pagar la red de distribución. En un primer momento y mientras no se desarrollen los gasoductos de transporte se puede hacer un desarrollo ‘virtual’, es decir, mediante el transporte del gas natural por camiones en forma líquida (GNL) o comprimida (GNC).

¿La experiencia de Lima se puede replicar en el resto del país?

Los subsidios cruzados que se han aplicado en Lima para desarrollar el gas natural a nivel residencial han funcionado por la potencialidad de Lima. ¿Qué quiere decir esto? Que la demanda residencial de Lima es menor al 0,3% de la demanda total y por tanto el 99,7% de la demanda que no es residencial puede absorber el subsidio sin un incremento mayor al 3% de su precio total.

Figura 1



En cambio, si se desea hacer sin subsidio un desarrollo virtual (sin gasoducto de transporte) los costos serían prohibitivos para los consumidores, lo cual al final conllevaría a que no se pueda desarrollar como un negocio atractivo para el inversionista privado.

Los análisis de un esquema virtual para llevar gas a las industrias y residencias de las provincias arrojan que se necesita alrededor de 35 millones de pies cúbicos por día y que el 15% de esta cantidad sería destinada al consumo residencial. Con este volumen, tratar de hacer un subsidio cruzado como se ha hecho en Lima o Ica, daría una tarifa muy alta y con poco ahorro para los consumidores, lo que traería desaliento y reclamos respecto a los precios de Lima.

En cambio, si se pudiera juntar todo el país en una sola bolsa (Lima y Provincias) la potencialidad sería similar a la de Lima (Figura 2) y, en estas condiciones, acometer la transformación al gas natural y acelerar su masificación.

Figura 2



La masificación del gas natural en Lima y otras regiones puede ser desarrollada con la participación de concesionarios independientes, y debe hacerse así porque no hay mucha economía de escala que justifiquen lo contrario. En cambio debe evitarse que unos pocos grupos económicos controlen el desarrollo del gas natural en el Perú y condicionen sus alcances y tiempo de realización. Entonces, la forma de compartir recursos para subsidios es a través de un fondo común (que ahora se denomina *Fondo de Inclusión Social Energético-FISE*¹) y de allí subsidiar según convenga a la potencialidad de cada concesión.

Por ejemplo, Lima podría recibir poco del FISE debido a que tiene mucha potencialidad de clientes industriales, mientras que Ayacucho debería recibir mucho más del FISE.

Como se ha indicado, en el gas natural los mayores costos están en la distribución y para reducir los costos no interesa la escala sino el alcance. ¿Cómo es esto? La distribuidora tiene que estar presente en todas las zonas atendiendo la parte operativa como comercial, y por tanto sus mayores costos vienen por esta presencia. En otros países se ha logrado economía mediante la unión de diversos servicios públicos (electricidad, agua y gas natural) que tienen la misma lógica: *ser negocios de redes*.

Si logramos que las empresas de distribución eléctrica regionales se transformen a empresas energéticas e incluyan en su objeto social la distribución del gas natural, se lograría un gran apoyo del Estado en la etapa de crecimiento donde la percepción de la población y el apoyo de los gobiernos locales y regionales son importantes. Pero esta transformación tiene su etapa de aprendizaje y por tanto la empresa podría y debería tener un operador estratégico que le enseñe el negocio del gas natural. Hay que tener en cuenta que para aprender del gas no tenemos que ir demasiado lejos, sólo debemos visitar Lima e Ica para ver cómo se desarrollan y gestionan las redes de distribución.

1. Ley 29852 Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético, publicada el 13 de abril de 2012.

I. Introducción

Desde que el Proyecto Camisea inició su operación comercial en el año 2004, las distintas administraciones del Estado (Ejecutivo y Legislativo) han hablado de masificar el gas natural, entendido esto como una política gubernamental interesada en llegar a un número considerable de usuarios residenciales y facilitarles su acceso al hidrocarburo a un precio económico y estable.

El desarrollo del Proyecto Camisea fue presentado como un emprendimiento que permitiría a la población de todo el país contar con una energía barata (comparada con los derivados del petróleo), estable y amigable con el ambiente (con menores emisiones contaminantes), pero este anuncio no se ha materializado hasta ahora, ya que sólo unos pocos se benefician actualmente con el gas natural de Camisea.

En el año 2005, el gobierno promovió lo que se llamó 'Camisea 2' que consistía en acelerar el consumo del gas natural de Camisea mediante la exportación del recurso, el mismo que debía ser enfriado previamente para posibilitar su transporte marítimo. Para hacer factible 'Camisea 2', se cambió el contrato de licencia del Lote 88 (que era representativo de 'Camisea 1') para permitir que se comprometiera el 30% (2,5 TPC) de la reserva probada del Lote 88 (8,4 TPC) con el mercado externo, volumen que no se podía contratar mientras no se remplace con nuevas reservas.

En el afán de lograr que la expansión del gas natural a las provincias empiece de una vez, el Congreso emitió varias leyes declarando de interés nacional el desarrollo de los ductos de transporte y la definición de las tarifas. Por su parte, otros estamentos

e instancias públicas se abocaron al diseño y creación de empresas municipales de gas que hasta ahora no funcionan. De este modo, la masificación del gas natural sigue siendo el enunciado de una política que demanda efectivo impulso.

Desde el año 2008 se proyecta la construcción de un gasoducto andino del sur que lleve el gas natural desde Camisea hasta las regiones de Cusco, Puno, Apurímac, Arequipa, Moquegua y Tacna; pero hasta ahora (año 2012) no se inicia la construcción del citado gasoducto y el sur del país sigue esperando el combustible que podría dinamizar su desarrollo socio-económico.

El mismo año 2008 se hicieron cambios en el reglamento de distribución para permitir la incorporación de gastos promocionales que incentiven a los clientes potenciales a conectarse al gas natural y con ello incrementar el uso de la red ya instalada. Paralelamente se inicia el esquema de la concesión de distribución de Ica que incorpora conceptos de tarifas planas y esquemas de subsidio a la conexión domiciliaria mediante descuentos que deben ser pagados por los grandes consumidores.

Con estos cambios se produce un mayor desarrollo de las conexiones domiciliarias pero se mantiene pendiente el desarrollo del gas natural en la zona sur del país.

En el Congreso se han registrado muchas iniciativas legislativas para promover la masificación del gas natural en el sur del país, pero muy poco se ha avanzado. Primero se creyó que era un tema de tarifas; luego un problema de elección del concesionario; y, por último, de inclusión de alguna empresa del Estado para absorber el riesgo del negocio.

Como se explica más adelante, estas opciones no resuelven los desafíos de la masificación del gas natural en el país porque no se ha analizado cómo así funcionaron los emprendimientos de 'Camisea 1', 'Camisea 2' y 'Camisea 3'.

II. Emprendimientos del gas natural de Camisea

Desde que el gas natural de Camisea irrumpió en el escenario energético del país se han concebido y desarrollado tres proyectos que dejan importantes lecciones que el país debe recoger para materializar la masificación del gas natural en el territorio nacional. Aquí una rápida explicación de cómo fue que funcionaron esas tres iniciativas y por qué la cuarta, que debe llevar el gas al sur del país, aún no despegó.

‘Camisea 1’: el proyecto integral

Luego de que Shell dejara Camisea en el año 1998, el aprovechamiento de los recursos de ese yacimiento se convirtió en un proyecto nacional que debía ser parte de la estrategia de transformación del país al gas natural y de reducción de la dependencia de los derivados del petróleo procedentes del exterior.

La concepción del proyecto involucraba desarrollar de manera conjunta y organizada la producción, el transporte, la distribución y la comercialización del hidrocarburo de tal forma que fuese posible ‘reducir’ los riesgos para los inversionistas, tanto los que ofrecerían y venderían gas natural como de los que lo comprarían y consumirían el nuevo energético.

Con esa concepción, en el año 1999 se promulgó la Ley 27133 Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (que en adelante llamaremos la Ley de Promoción) con 3 objetivos:

- i) Establecer que las *Reservas Probadas de gas natural* en manos del Estado servirán primero al mercado nacional y serán otorgadas en explotación al operador privado mediante licitación;
- ii) Establecer mecanismos de *Garantía* que permitan reducir el riesgo al *Transportista* y *Distribuidor* que instale las redes troncales para los *grandes clientes*.

Este beneficio se otorga únicamente si el proyecto favorece el desarrollo de la generación eléctrica y reduce las tarifas eléctricas a largo plazo;

- iii) Establecer precios del gas y tarifas de transportes estables para garantizar la competitividad del gas natural frente a sustitutos y así lograr la conversión industrial.

Con este marco legal se estructuraron los *Contratos de Licencia* (para el Productor) y de *Concesión* (para el Transportista y Distribuidor) así como los *Contratos de Suministro* para los *Clientes Independientes*¹.

Como parte del proceso de promoción que llevaron adelante el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) y la COPRI (hoy Proinversión) se convocó a los industriales para que sean *Clientes Iniciales* del gas natural, ofreciéndoles la garantía de que el costo total del gas natural no superaría el 80% del precio equivalente en energía del Residual 6. Estas ofertas se hicieron antes de la convocatoria de las licitaciones para otorgar el Lote 88 y los sistemas de transporte y distribución, por lo que existía el temor (por parte de los *clientes*) de que el gas cueste más caro que el combustible que empleaban en ese momento.

Es preciso destacar que en ese instante el crudo a nivel mundial estaba en un nivel bajo (entre 15 y 20 dólares americanos por barril para el WTI) y el Residual 6 en el Perú bordeaba los 5 dólares por millón de BTU. Por lo tanto, el gas natural debería costar, en la puerta de la fábrica, menos de 4 dólares por millón de BTU para poder pagar los costos de conversión que toda industria debe afrontar para acceder al gas natural.

Para los *inversionistas del transporte y distribución* se les aseguró un ingreso mínimo anual y a los clientes iniciales un precio competitivo del gas natural frente al sustituto más económico (Residual 6), todo ello dentro del marco de la Ley de Promoción.

¿En este esquema qué se le aseguró al productor?

Lo único que necesitaba *el productor* era poder comercializar libremente los líquidos de Camisea y que el gas natural para el país tuviera un precio tope o máximo. Camisea es un proyecto de líquidos que tiene como subproducto el gas natural seco (metano y etano), el cual se comercializa mediante redes o se reinyecta en el yacimiento. De los datos financieros de los productores de Camisea se puede ver que casi el 90% de sus ingresos provienen de los líquidos mientras que el gas natural seco reporta sólo el 10% de la economía total.

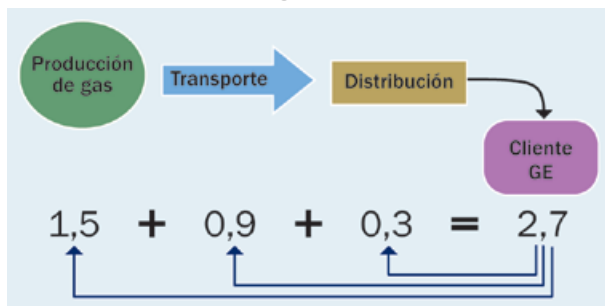
Con todo esto, en el año 2000, se realizaron las licitaciones y se definieron los precios de toda la cadena del gas natural; en consecuencia, en ese momento ya se sabía

1. El Reglamento de Distribución divide a los clientes en 2 categorías: Cliente Independiente es aquél que consume por encima de 30 mil metros cúbicos estándar de gas natural por día (equivalente a 1 millón de pies cúbicos por día); y Cliente Regulado a aquel que consume por debajo del límite del Cliente Independiente. El Cliente Independiente puede contratar directamente con el Productor, Transportista y Distribuidor, mientras que el Cliente Regulado contrata todo con el Distribuidor.

cuánto costaría el gas para cada tipo de *cliente inicial* y lo único que quedaba por definir era el precio de la distribución adicional para los clientes nuevos que llegarían con el desarrollo de la concesión de distribución.

En la Figura 2.1 se muestra, a precios del 2011, el costo del gas natural para un generador eléctrico ubicado en Lima. El cliente compra por separado el gas, el transporte o la distribución, porque toda la *Cadena del Gas Natural* (Gas + Transporte + Distribución) es conocida, de tal forma que el cliente sabe si el gas natural, puesto en su *predio*, es *competitivo* respecto al combustible sustituto (Residual, Diesel, GLP u otro).

Figura 2.1



Hay algo muy importante que se debe tener en cuenta y sobre lo cual no se ha meditado al momento de desarrollar muchas iniciativas legislativas en pro de la masificación del gas natural. Se ha obviado que el *cliente* es el que compra el gas y el transporte y, por tanto, el negocio empieza cuando hay *clientes*. El transportista no es el primero en aparecer, porque no compra ni vende gas, sólo lo transporta cuando el *cliente* ya lo ha comprado. Así se hizo 'Camisea 1' y por eso se buscó primero que existan *clientes* y, si esto no se daba, debía haber un esquema de garantía que retorne la inversión al transportista con un bajo riesgo.

‘Camisea 2’: el proyecto exportador

En la prensa se denominó ‘Camisea 2’ a la exportación del gas natural. Este proyecto fue promovido por los productores y apoyado por el Ejecutivo y el Congreso, quienes dieron garantías al establecimiento de una planta de licuefacción para enfriar el gas natural seco y así pasarlo de su fase gaseosa a una líquida para transportarlo con eficiencia.

¿Dónde se sustenta la economía de este proyecto?

El proyecto empezó a producir líquidos en el segundo semestre del 2008 (Figura 2.2 de la página siguiente) con una producción media de 35 mil barriles por día lo que equivale a 12,8 millones de barriles por año. Si estimamos el precio de los líquidos en 80 dólares por barril, el valor de los líquidos sería entonces 1 024 millones de dólares.

En cambio, la exportación de gas natural entró en operación en el segundo semestre del 2010 (dos años después de los líquidos) con casi 600 millones de pies cúbicos por

día, equivalentes a 219 miles de millones de pies cúbicos al año (Figura 2.3). Si se asume un precio del gas natural en Camisea de 1 dólar por millón de BTU² entonces el valor del gas sería 219 millones de dólares.

La mayor parte del gas natural seco está dirigido a México teniendo como marcador (precio de referencia) al Henry Hub - Golfo de USA (Figura 2.4 de la página siguiente). Si se asume que el Henry Hub tendría un valor de 6 dólares por millón de BTU, se puede estimar que el precio del gas en Camisea sería de 3 dólares por millón de BTU. Entonces el valor del gas sería $3 \times 219 = 657$ millones de dólares.

Por lo tanto, en el supuesto que se hubieran mantenido los precios de referencia (Henry Hub) que el gas natural tuvo entre los años 2003 y 2009, el negocio de exportación del Lote 56 (líquidos más gas natural) sería de $(1\,024 + 657)$ US\$ 1 681 millones, proveyendo los líquidos el 60% de los ingresos del negocio.

Lamentablemente, al 2012, con la entrada en producción de yacimientos de gas de esquisto (Shale Gas) en los Estados Unidos, se estima una depresión en los precios del gas natural que podría llevar dicho valor al que se tenía en la época previa al 2010 (US\$ 2 por millón de BTU) con lo que quedaría un remanente de ingresos mínimo para el proyecto, que sólo alcanzaría para pagar las regalías. Entonces, en este escenario (Figura 2.5 de la página siguiente), el proyecto sería sólo cubierto por los líquidos.

Figura 2.2

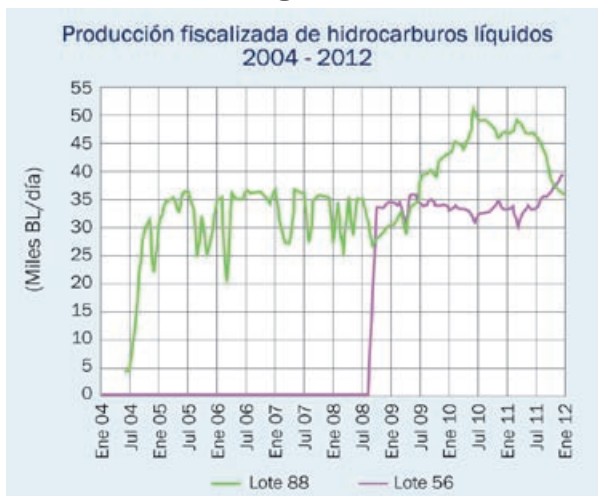
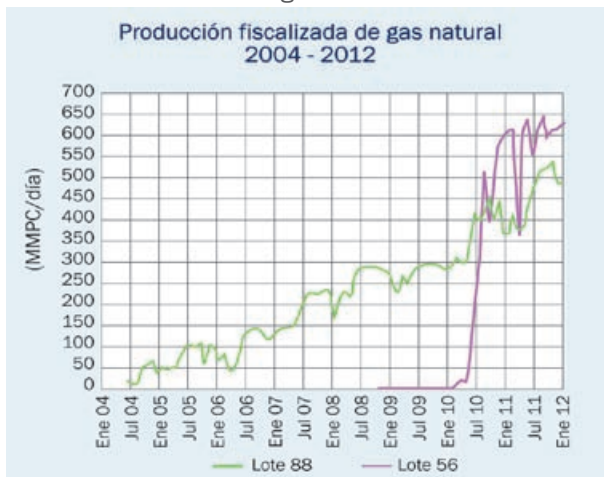


Figura 2.3



2. 1 millón de BTU es casi igual a 1 millar de pie cúbico y por lo tanto, cuando se habla en dólares por millón de BTU es casi lo mismo decir, dólares por millar de pie cúbico.

De nuevo, el llamado ‘Camisea 2’ se hizo porque había líquidos que aportaron ingresos al proyecto dos años antes de que se exportara gas natural y, por tanto, no se puede asumir que el proyecto de gas fue ‘económico’ por sí solo.

Es importante destacar que en el 2005 cuando se cambió la Ley de Promoción para favorecer la exportación también se modificó la forma en que se pagaba la regalía por la producción fiscalizada. Antes de este cambio, la producción fiscalizada era lo que entraba a la planta de separación de Malvinas, y si la demanda era menor entonces, parte de lo producido debía ser reinyectado, aunque esta reinyección pagara regalía. Pero el cambio de la Ley hizo que se excluyera del pago de la regalía a la reinyección y a la quema del gas natural con el supuesto de favorecer al consumo, cuando lo que en realidad se hace es todo lo contrario.

Figura 2.4

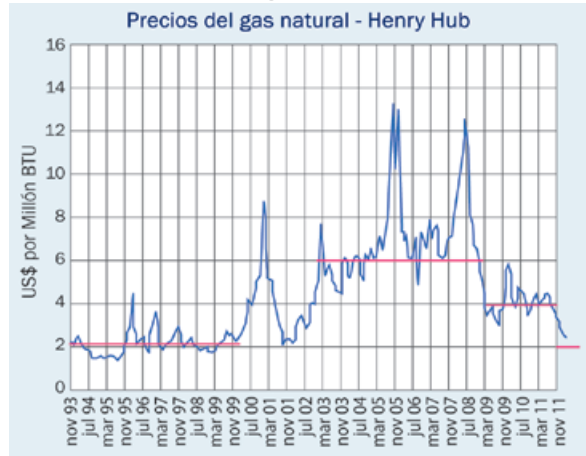
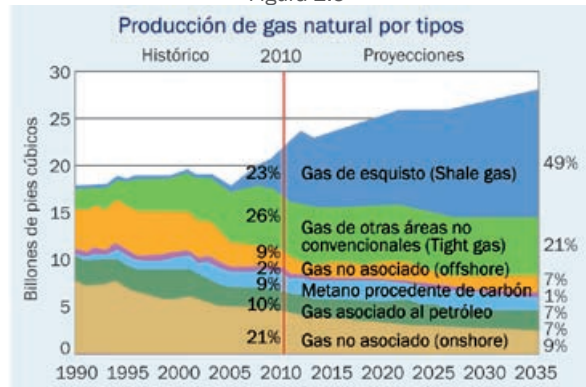


Figura 2.5



Source: U.S. Energy Information Administration

“Camisea 3”: el proyecto a escala regional

Llamamos ‘Camisea 3’ a la concesión de distribución de gas natural de Ica que fue otorgado por Proinversión a una empresa de capitales colombianos (hoy denominada Contugas).

El esquema del concurso fue otorgar la concesión de distribución a la empresa que realice el mayor número de conexiones domiciliarias efectivas (no potenciales, a diferencia de lo que ocurrió en la concesión de Lima) sujeto a una tarifa que incluye un gasto de promoción (que se traduciría en un descuento promocional del *concesionario* hacia el *cliente*) y que sería pagado por los *clientes industriales* de la concesión. Este esquema sólo funciona si existen *clientes industriales* importantes que no se ‘escapen’ del pago de la tarifa de la concesión.

Se debe recordar que la concesión de Ica fue al final la reducción de un proyecto más grande que se llamó '*gasoductos regionales*' que en sus inicios incluía las regiones de Junín, Huancaavelica, Ayacucho e Ica y que se redujo como consecuencia de la negativa de los clientes mineros de la Oroya a comprometerse con el proyecto.

Luego de varias postergaciones producto de falta de concreción en el contrato de suministro de gas natural y en la ampliación de la capacidad de transporte de TGP, Contugas inició la construcción de su red en Pisco y pudo inaugurar las primeras conexiones residenciales a inicios del 2012.

El compromiso de Contugas es llevar gas natural a las ciudades de Ica, Pisco, Chincha y Nazca con una meta cercana a 50 mil clientes conectados. Esta meta es importante si se considera que el número de conexiones eléctricas residenciales es de sólo 65 mil suministros.

Hoy, el distrito de Palpa está interesado en ser incluido en el esquema de masificación del gas natural, para cuyo efecto resulta más económico empezar con el transporte de gas natural comprimido (GNC) en camiones; pero el mayor costo de esta modalidad de suministro no puede asignarse sólo a Palpa porque resulta antieconómico para los consumidores de esa ciudad, ya que el GLP es aun así más económico. ¿Qué se requiere entonces? La respuesta es socializar los costos de Palpa dentro de la concesión, lo que es factible con un pequeño cambio en el reglamento y el contrato de concesión.

La concesión de Ica funciona porque *existen clientes* que pagan los costos sociales del desarrollo de la red que incluye a los *clientes* menos favorecidos. Ica no tuvo que desarrollar los yacimientos ni los grandes gasoductos porque su demanda es pequeña y marginal con los grandes consumidores.

“Camisea 4”: el proyecto en tren de espera

Finalmente, llamamos 'Camisea 4' al desarrollo del gas natural para el sur del país, dentro del cual cobra especial interés el gasoducto andino del sur.

El tema de este gasoducto se inició en 2008 cuando tres empresas competían por desarrollar un gasoducto troncal hacia el sur partiendo de Camisea: Sólo uno de los participantes (Suez) deseaba desarrollar un gasoducto por la costa partiendo de las instalaciones de TGP en Pisco.

Entre los que deseaban desarrollar el gasoducto por la zona andina estaban Conduit Capital y Energy Transfer. Conduit es un fondo de inversión sin experiencia en construcción y operación de gasoductos, mientras que Energy Transfer es un operador importante de gasoductos en los Estados Unidos.

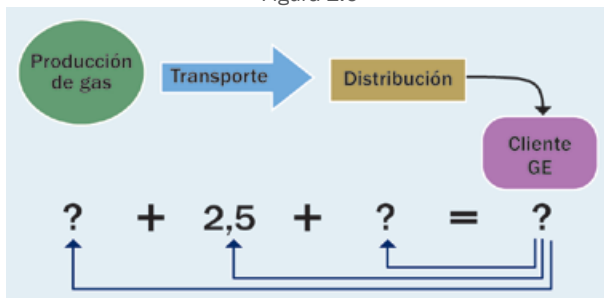
De los dos operadores que querían desarrollar el gasoducto andino del sur, Conduit era el que no deseaba ningún apoyo del Estado, y por esta razón el gobierno decidió darle la concesión al transportista que estuviera dispuesto a colocar una fianza de US\$ 67 millones y no solicitar ningún trato especial por parte del gobierno.

En los años siguientes se produce la crisis económica mundial y Conduit decide transferir la concesión a la constructora brasileña Odebrech, que es la única controladora de Kuntur Transportadora de Gas, que tiene actualmente el proyecto del gasoducto andino del sur.

Luego, en 2009, el gasoducto de Kuntur tramita ante OSINERGMIN la aprobación de su tarifa inicial de transporte y obtiene una tarifa de 2,5 dólares por millón de BTU con una inversión estimada de alrededor de 1 500 millones de dólares para el ducto de gas. El proyecto no tiene *clientes* que le garanticen un

mínimo de consumo y en sus estimados iniciales el 80% de la demanda corresponde a generadores eléctricos. Al no tener *clientes*, Kuntur tampoco pudo asegurar el origen del gas que pasaría por el gasoducto.

Figura 2.6



Esto significa que para desarrollar 'Camisea 4', o sea la masificación del gas natural en el sur del país, no se sabe cuánto costará este hidrocarburo para el *cliente*, ya que hasta ahora sólo se conoce un eslabón de la cadena (Figura 2.6). En estas condiciones no es posible ofrecer al consumidor un producto conocido y menos aún lograr su compromiso de compra del combustible.

En el 2010, Kuntur señala que el proyecto necesitaba garantizar gas para poder continuar con la inversión. Entonces el gobierno, mediante Decreto Supremo, le otorga 1 TPC (Tera Pie Cúbico) del Lote 88 para que tenga una base de producción de gas. Adicionalmente, al ver que la tarifa de transporte era alta (2,5) comparada con la de TGP (0,9), emite el Decreto Supremo que crea la Tarifa Única de Transporte (TUT)³ que busca socializar las tarifas de transporte a nivel nacional y así forzar a los clientes para que se trasladen al sur del país.

Un año más tarde, en 2011, Kuntur señala que su proyecto es parte de un proyecto mayor donde lo importante es el desarrollo petroquímico en el sur y donde se prevé la posible participación de empresas brasileñas en tres eslabones de la cadena: Producción (Petrobras), Transporte (Odebrech), Distribución (aún no referido) y Clientes (Brasken).

3. D.S. 036-2010-EM, publicado el 24 de junio de 2010

A fines de 2011, el gobierno decide que Petroperú participe en el gasoducto andino del sur, para cuyo efecto gestiona ante el Congreso una ley que exige la participación de Petroperú en el gasoducto de Kuntur. Pero hasta ahora no se decide con que monto participará Petroperú y cuáles serán los riesgos que asumirá la petrolera estatal en este emprendimiento que podría costar más de 3 mil millones de dólares, entre el gasoducto y el poliducto de líquidos.

Algo que aún no queda claro es cómo tres empresas que coordinan y participan en tres eslabones importantes del negocio del gas natural no pueden desarrollar el negocio sin el apoyo del Estado (o de sus empresas), ya que si efectivamente fuera rentable el negocio petroquímico todo el proyecto del gasoducto andino del sur caminaría por sí solo.

Tal vez la crisis que afecta actualmente a la economía mundial ha originado inestabilidad en el mercado petroquímico, lo que aunado a la caída en el precio del gas natural en los Estados Unidos, podría significar también una caída de los precios de los productos petroquímicos elaborados a partir del etano o metano, que son los componentes del gas natural.

En el proyecto del gasoducto andino del sur aún se tienen que clarificar temas referidos al mínimo de producción necesaria para hacer viable el proyecto y resolver además los problemas futuros que podrían ser ocasionados por la aplicación de la TUT. Aun así, el proyecto tiene riesgos que alguien debe asumir al inicio, ya que en el tiempo éstos se pueden resolver con apoyo del Estado, sobre todo si en el negocio participa una empresa pública.

A pesar de lo señalado anteriormente 'Camisea 4' no resuelve el tema de la masificación del gas natural en el sur del país, porque no existen concesionarios de distribución que desarrollen y lleven las redes de baja presión por las calles hasta el domicilio de los *clientes* residenciales de las ciudades que serían atendidas por el gasoducto andino del sur.

Corolario

La masificación es una tarea más compleja que llevar gas natural a clientes importantes. Si bien es cierto que es más fácil construir la distribución teniendo la producción y el transporte ya desarrollados, también es cierto que desarrollar una distribución que atienda mayoritariamente a clientes residenciales es complicada, porque no existe en el sur la posibilidad de subsidios cruzados (tal como ocurre en Lima e Ica) y por tanto se requiere una fuente de ingresos que haga posible el desarrollo de la red y las conexiones domiciliarias.

A inicio del 2012, se tramitó en el Congreso un proyecto de Ley que crea dos fondos de subsidios con el propósito de resolver los problemas que por mucho tiempo han agobiado al sector energía: la seguridad energética y el acceso universal a la energía como un tema de inclusión social.

Uno de ellos es el ‘Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos’ (Anexo 1) con el que se pueden desarrollar el ‘loop’ de la selva que requiere el sistema de transporte de TGP o la planta de regasificación de Pampa Melchorita para usar el gas líquido almacenado, transformarlo de nuevo en gas y reinyectarlo al sistema de TGP y así alimentar a Lima en caso falle la provisión del gas que viene de Camisea. Estos proyectos incrementan la seguridad en el suministro de gas natural. En tanto la seguridad en el sistema de abastecimiento del GLP pasa por la construcción del poliducto Pisco-Lima para transportar el combustible y así reducir el riesgo que implica la vía marítima como único medio de transporte del GLP desde Pisco a la capital.

Con el ‘Fondo de Inclusión Social Energético - FISE’ (Anexo 1) se puede desarrollar la masificación del gas natural o la asignación de subsidios al consumo del GLP para la población más vulnerable. Estos fondos requieren de focalización para evitar que a futuro crezcan de manera desordenada y no se llegue a la población objetivo. Es necesario tener claro que las redes físicas (ductos o cables), al conectar a cada cliente con la fuente de suministro, permiten el manejo eficiente de los subsidios; pero cuando se tiene una ‘red virtual’ (movida por camiones) se hace difícil el control que garantice que los subsidios lleguen a las personas que efectivamente lo necesiten y que evite al mismo tiempo su empleo de manera no deseada.

III. Experiencias en la masificación del gas natural

La masificación del gas natural consiste en llevar a la población, lo más rápido posible, este combustible para que acceda a los beneficios de un energético económico, seguro y amigable con el ambiente, dando prioridad a los segmentos más vulnerables de la población.

Por sus características físicas, el gas natural se encuentra en fase gaseosa. Por tanto, la forma más segura de transportarlo y distribuirlo es por ductos, siendo necesario que se den condiciones especiales para su desarrollo. Las principales son las siguientes:

- Apoyo estatal (subsidios al costo de conversión).
- Conocimiento de la población (reducción o eliminación de mitos).
- Factores de costos y demanda viables económicamente (monopolios, regulación y subsidios). Los riesgos, tanto para el suministrador como para el consumidor, deben reducirse si se quiere que los inversionistas privados participen y que los consumidores respondan a las campañas de masificación.

Como se ha explicado, para masificar el gas natural se requiere que todos los eslabones de la cadena de suministro estén listos para que el combustible fluya desde la producción hasta los aparatos de los clientes. Esto significa que:

- 4) Tiene que existir gas disponible en el productor;
- 5) Tiene que haber capacidad de transporte disponible;
- 6) Tienen que existir redes de distribución por las calles;
- 7) Tienen que estar instaladas las acometidas (medidores) de gas en el frontis del domicilio de los consumidores residenciales;

- 8) Tienen que existir redes de tuberías de gas natural al interior del domicilio de los consumidores residenciales;
- 9) Tienen que haberse preparado los artefactos (cocina, terma, calentadores y otros) para ser utilizados con gas natural.

En el caso del sur del país, la estrategia de la masificación está enfocada sólo en el desarrollo del gasoducto de transporte (punto 2), para luego, desde allí, hacer los otros eslabones, sin considerar que para atender la demanda de las casas y las estaciones de GNV no se requiere mucho gas. Tampoco se ha considerado que el gas natural puede ser transportado en camiones como gas natural comprimido (GNC) o como gas natural licuado (GNL) hasta el punto donde empieza la distribución residencial por ductos.

Hasta el año 2011 se han emitido cuatro leyes para apoyar la masificación del gas natural (Tabla 3.1). Estas leyes, si bien expresan la voluntad de apoyar efectivamente a la masificación, no consiguen cerrar la cadena de suministro y ni logran responder

Tabla 3.1

Ley	Fecha	Objeto	Otros artículos
28849	26/07/2006	Incentivar el consumo de gas natural en las diversas circunscripciones territoriales del país.	"Artículo 2: Precio del gas natural en boca de pozo. Artículo 3: Tarifas de transporte y distribución. Artículo 4: Temporalidad de las medidas."
Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural.			
29129	24/10/2007	Declárase 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.	Artículo 2: Facultades a Proinversión. Facúltase a Proinversión para que, en el marco de sus atribuciones y en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas y los gobiernos regionales, realice la evaluación y estudios de factibilidad técnica correspondientes con cargo a recursos de su presupuesto.
Declara 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.			
29496	13/01/2010	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.	Artículo 2: Financiamiento y operación de las empresas municipales de gas natural.
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.			
29706	09/06/2011	Eliminar el cobro del permiso municipal a favor de los usuarios domésticos, a fin de efectuar conexiones domiciliarias y así lograr la facilitación del uso del gas natural. Esta ley no es de aplicación para el tendido de redes de distribución de gas natural.	Artículo 2: Conexiones domiciliarias. Artículo 3: Interferencia de vías. Artículo 4: Adecuación de los textos únicos de procedimientos administrativos.
Ley de facilitación de conexiones domiciliarias del servicio público de distribución de gas natural.			

a la pregunta que el cliente se hace habitualmente: ¿luego de haber hecho todo esto, el gas natural será efectivamente más económico que el GLP?

Por esta razón, la creación del Fondo de Inclusión Social Energético (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 red de distribución, la conexión y la instalación interna.

La masificación en Lima y Callao

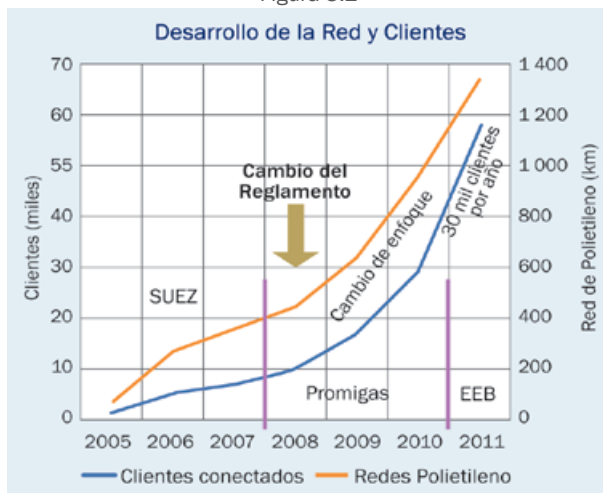
El primer operador de la concesión de Lima y Callao fue Suez, empresa que se dedicó a desarrollar el mercado de los grandes clientes y cumplir, para el caso de los clientes residenciales, con colocar una red de distribución por fuera de sus domicilios sin poner mayor esfuerzo para conectarlos al suministro. Esto determinó que hasta el año 2007 existieran sólo 10 mil clientes conectados.

En el 2008 se cambió el reglamento de distribución de gas natural⁴ para incluir varios factores, entre ellos: incorporar los gastos de promoción del distribuidor como parte de los costos de la distribución e incluir el compromiso de desarrollar un Plan Quinquenal, que es definido conjuntamente con el MINEM y OSINERGMIN, para incorporarlo como parte de las bases de la tarifa.

Ese mismo año, se cambió también el operador de la concesión incorporándose a Promigas (empresa colombiana) que dió un nuevo enfoque a la conexión domiciliaria, incrementando con mayor celeridad el número de conexiones. A finales del 2009 se aprobó el nuevo esquema tarifario que incluye los gastos de promoción para desarrollar 55 mil conexiones adicionales, el cual entró en aplicación en el 2010.

Con este esquema promotor, el número de clientes creció aceleradamente y se logra alcanzar metas de hasta 30 mil conexiones anuales (Figura 3.1). En el 2011, otra empresa colombiana (Empresa de Energía de Bogotá) sustituye a Promigas en el manejo de la concesión de Lima y Callao.

Figura 3.1



4. D.S. 040-2008-2008, publicado el 28 de setiembre de 2008.

En los últimos años (desde el 2010) Cálidda se ha enfocado en San Juan de Lurigancho que tiene 178 mil clientes con GLP. En el cono norte de Lima se tiene un mercado potencial de 486 mil clientes de GLP, en el centro 177 mil y en el sur 353 mil clientes con GLP (Figura 3.2), por esta razón el esquema de masificación debió orientarse a las zonas norte y sur, pero Cálidda se orientó a San Juan de Lurigancho porque con esta área podría cumplir sus compromisos contractuales.

Figura 3.2



El consumo promedio residencial de gas natural se ha incrementado desde los 14 hasta 23 metros cúbicos por mes. Podemos decir que la media de Lima es 21 metros cúbicos por mes⁵ lo que equivale a 0,7 m³/d. Un vehículo en Lima consume en promedio 10 metros cúbicos por día. Hay que tener en cuenta que 1 balón de GLP es equivalente a 13 m³ y por tanto, las familias de Lima están consumiendo gas natural equivalente 1,7 balones de GLP por mes (Figura 3.3).

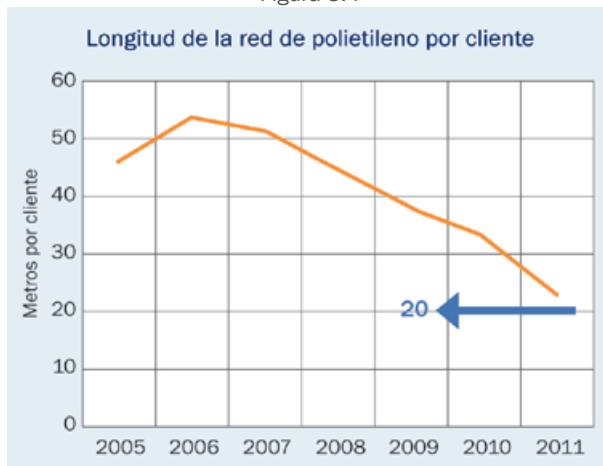
Figura 3.3



5. En Argentina y Chile el consumo promedio mensual está por los 100 metros cúbicos lo cual se debe al frío que existe en la región por lo que el uso de calefacción es importante.

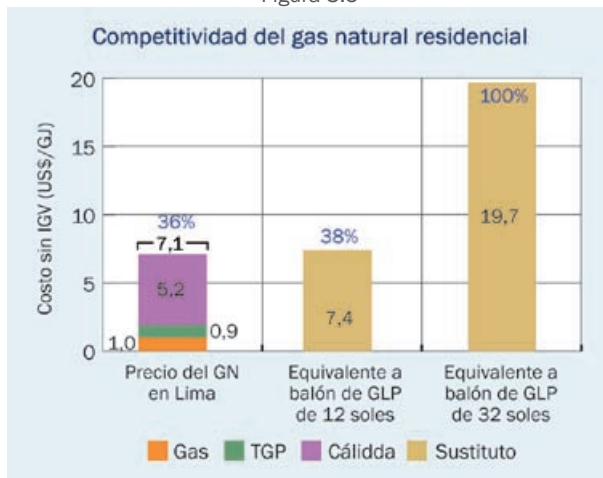
La masificación de Lima ha logrado incrementar el número de usuarios y con ello el uso de la red de distribución externa a las casas. Si en el 2006 un consumidor residencia empleaba 55 metros lineales de la red de distribución, al final del 2011 este ratio disminuye hasta 20 metros (Figura 3.4). Este cambio es importante porque reduce los costos de distribución que el cliente debe pagar. Ciertamente, cuando se diseña la tarifa se asigna una longitud de red que debe de ser pagada por el cliente para que su conexión sea viable (competitiva con el GLP) y lo que no está cubierto de su red es pagado como un costo social por el resto de clientes industriales. Si la concesión no tiene clientes industriales esto no es posible.

Figura 3.4



Con todas estas estrategias de masificación se ha logrado que el gas natural cueste para el consumidor US\$ 7,1 por giga joule (GJ) mientras que el GLP cuesta en unidades energética US\$ 19,7 por GJ. Recordemos que la oferta del gobierno fue tener GLP a 12 soles por balón. Si esto fuera posible, el GLP debería costar US\$ 7,4 por GJ, lo cual es imposible; pero si lo vemos como gas natural se apreciará que esto ya se cumple en Lima (Figura 3.5).

Figura 3.5



Pero, el precio de US\$ 7,1 por GJ para el gas natural no incluye todos los costos que el consumidor debe asumir para poder consumir gas natural. Recordemos 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 gas natural implica un costo que va entre 500 y 800 dólares lo cual

convertido en equivalente de energía significa un costo de US\$ 22 por GJ. Si agregamos los 22 de la conversión más el costo del gas vendido por el distribuidor (US\$ 7,1) se tiene un precio total de US\$ 29,1 por GJ. Ciertamente US\$ 29,1 es mayor que el precio del GLP que es US\$ 19,7 y en consecuencia el gas natural no sería competitivo con el GLP.

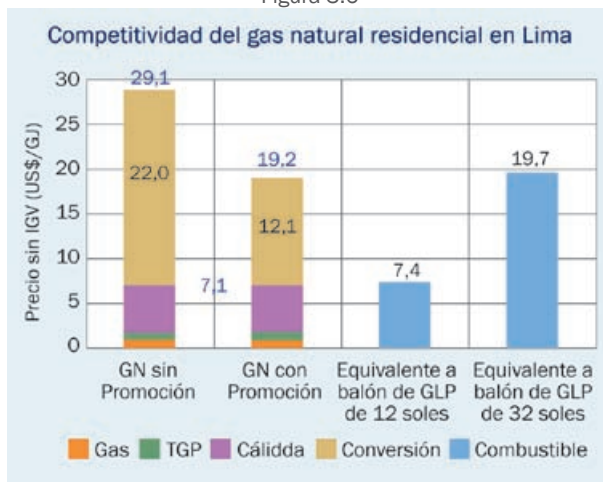
Para hacer competitivo el gas natural es necesario absorber US\$ 10 por GJ de la conversión de tal forma que a lo ojos de los consumidores el gas natural sea menor al GLP. La absorción de este costo (Figura 3.6) se hace mediante el concepto de la *promoción* donde el concesionario ofrece un gas natural más económico para el usuario residencial.

Hay que tener en cuenta que si las casas tuvieran instaladas las tuberías internas de gas natural, cómo se hace con otros servicios públicos como la electricidad, el agua y en algunos casos la telefonía fija, mejoraría la competitividad del gas natural. Por esta razón se trató de hacer obligatorio en el reglamento de edificaciones que todas las casas tengan también una red de gas natural instalada.

En resumen, el *gasto de promoción* trata de corregir la desventaja que significa no tener la red interna de gas natural instalada y que otros servicios ya lo tienen porque son parte de nuestra cultura. Lamentablemente 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 si se exige para el caso del gas natural. Si se dejara que cada quién haga la red interna a su mejor saber y entender se incubaría un problema potencial de seguridad que al final pondría en riesgo todos los esfuerzos orientados al logro de la masificación del gas natural.

Hoy es discutible el costo de la red interna de gas natural porque no hay competencia en la instalación, ya que el distribuidor es el que centraliza las conversiones por un tema de seguridad.

Figura 3.6



Lecciones de la masificación de Lima y Callao

¿Qué debemos de rescatar de lo hecho hasta ahora en la capital?

Para hacer la masificación en Lima no fue mucho problema el tener gas, transporte o distribución, ya que los operadores estaban dispuestos a comprometerse con el desarrollo del gas. Pero el problema es tener siempre el gas competitivo con el GLP, considerando los costos de conversión. El concesionario financia a los consumidores la conversión de sus casas y descuenta de su costo el *gasto de promoción*. En algunos casos el usuario acepta un costo mayor al precio que paga por el GLP y lo hace con la esperanza de que en pocos años se pague su conversión y de ahí en adelante tener un suministro de gas más barato que el de GLP.

Por otro lado, en el caso del sur del país, para desarrollar la masificación del gas natural se ha creído que sólo se puede hacer con un gasoducto troncal que abastezca a los grandes clientes que se instalen en esa zona del país (petroquímica y generación eléctrica) y desde ahí construir las concesiones. Pero, desarrollar un gasoducto requiere tener comprometido gas que inyectar en el ducto y clientes que pueden consumirlo a largo plazo, y como esto no se tiene aún a ciencia cierta (contratos o compromisos a firme), el proyecto se encuentra en tren de espera.

Sin embargo, si todo lo relacionado con el desarrollo del gasoducto andino del sur se concretara en los tiempos anunciados por Kuntur, el gas natural llegará a Moquegua y Tacna hacia fines del año 2017 (Figura 3.7), siendo probable que a partir de ese momento recién se inicie el desarrollo de las redes de distribución y la conversión residencial al gas natural.

Figura 3.7



Fuente: Kuntur

Es preciso reiterar que 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; y para hacer esto no se requiere de mucho volumen de gas.

Por esta razón, por ahora, lo mejor es hacer ‘transporte o ducto virtual’, que significa que el gas natural se transporte por vehículos en cualquiera de sus fases: comprimido (GNC) o licuado (GNL, o LNG en inglés). El transporte virtual tiene la ventaja de hacerse en corto tiempo y no requiere comprometer mucha producción si se avoca únicamente a las residencias y al GNV (Figura 3.8); además puede implicar el cambio en la cultura de la población para que aprecie y sienta las ventajas de tener gas natural.

Figura 3.8

	Lima	Ducto Sur	Ducto Virtual
Gas	Comprometido	Requiere tiempo y volumen de GN	Poco volumen de GN y corto tiempo
Transporte	En ampliación	Requiere GN para iniciar construcción (4 a 5 años)	Se usan camiones LNG para 1 000 km GNC hasta 200 km
Red de Distribución	En ampliación	Falta comprometer (requiere tener GN, seguridad de pago)	Puede crecer hasta donde se asegura la instalación de la Red

IV. Costos involucrados en la masificación

Sobre la base de las experiencias de masificación del gas natural en la capital y en Ica se estima el costo de las opciones de masificación del gas natural en el sur del país, para proponer y sustentar la masificación por 'ducto virtual', en tanto se encuentren y desarrollen las soluciones a los problemas que afronta el gasoducto andino del sur.

Para Lima hemos visto que el gas natural comprado por los consumidores residenciales equivale a US\$ 7,1 por GJ (aproximadamente el 36% del precio del GLP) y que la diferencia debe de servir para pagar los costos de conversión (descontado la oferta de promoción) de acuerdo con el plan de marketing del concesionario (este tema es libre de cada concesionario).

Pero para el sur sólo conocemos el precio del gas natural (que consideramos que será igual al precio que se vende en Lima) y la tarifa de transporte del gasoducto andino del sur (que hoy podría estar sujeto a modificaciones dados los cambios que se requieren en el nuevo proyecto de Kuntur). No conocemos los costos de distribución, ni cómo se manejaría la promoción de clientes si no se tiene clientes industriales que ayuden a socializar dichos costos.

Y si queremos hacer gasoducto virtual con GNL no sabemos cuánto costaría dicho gas en Pampa Melchorita (Figura 4.1 de la página siguiente) o, en el peor de los casos, colocando una planta de GNL de pequeña escala.

Para avanzar en la masificación primero debemos saber cuál es el mercado potencial. De acuerdo con los datos del sector eléctrico, existen en Lima casi 2 millones de conexiones eléctricas que podría ser equivalentes al universo de conexiones posibles. Hasta mediados del 2011, Cálidda ha conectado a 50 mil clientes de gas natural lo que representaría el 2,5% del universo posible de conexiones.

Para Ica el compromiso de conexiones al gas es de 50 mil de un universo potencial (conexiones eléctricas) de 65 mil conexiones, es decir, se piensa llegar al 75% del universo potencial. Ciertamente esta meta es mucho más agresiva de la que se tuvo en Lima. En el sur, el mayor número de conexiones eléctricas lo tiene Arequipa con 230 mil, seguido de Puno con 92 mil, Cusco con 85 mil, Tacna con 71 mil y Moquegua con 40 mil (Figura 4.2) En total, estas cinco regiones tienen 518 mil conexiones eléctricas.

Por el lado del gas natural vehicular (GNV) Lima tiene un parque vehicular de 1,2 millones de unidades y se han convertido 150 mil vehículos (12,5% del total) mientras que en el sur del país el parque vehicular de las cinco regiones mencionadas es de 227 mil (Figura 4.3 de la página siguiente).

Para definir los costos de la masificación primero se debe estructurar un módulo físico de operación del sistema que permita llevar gas natural a los clientes residenciales y de GNV.

Debido que la distancia media para transportar gas natural desde Pampa Melchorita hasta el sur del país es de 1 000 km, la tecnología más económica es el GNL, por cuya razón se ha armado un módulo en GNL para satisfacer a ambos tipos de clientes.

Un camión de GNL puede transportar 10 mil galones, pero si este camión demora dos (2) días en dar un recorrido completo (ida y vuelta), entonces es como si transportara 5 mil galones por día. En nuestro ejemplo, si queremos atender a 10 mil casas necesitamos 5 mil m³ por día de gas (una casa consume 0,5 m³/día) y si además el módulo

Figura 4.1

	Lima	Ducto Sur	Ducto Virtual
Gas	1,0	1,0	LNG ¿3,0?
Transporte	0,9	2,5	
Red de distribución	5,2		
Precio al público	7,1	Este valor es inferior al precio de un balón de GLP de 12 soles	
Conexión y red interna	12,1	El ducto virtual es un primer paso para crear la cultura del GN. A largo plazo el ducto se hace necesario para los grandes clientes.	
GLP=19,7	19,2		

Figura 4.2



comprende una estación de GNV (contigua a la estación regasificadora) para atender a 500 vehículos por día entonces la demanda de la estación sería también 5 mil m³ por día. En resumen, el módulo serviría para abastecer 10 mil m³ de gas en estado gaseoso.

Para convertir el gas natural en estado gaseoso a líquido se debe dividir entre 600 con lo que los 10 mil m³/día se convierten en 16,7 m³/día de gas líquido. Los 16,7 m³ equivale a 4 400 galones y por consiguiente para atender esta demanda se puede hacer con un solo camión en un viaje de ida y vuelta.

En resumen, *el módulo* (Figura 4.4) comprende:

- La conversión del 10 mil viviendas al gas natural;
- Una red domiciliar de polietileno (PE) para atender a 10 mil viviendas;
- Una estación de servicio contigua a la planta regasificadora;
- Una estación regasificadora con un almacenamiento de 10 mil galones (una cisterna de camión)
- Un camión de 10 mil galones de GNL.

Figura 4.3

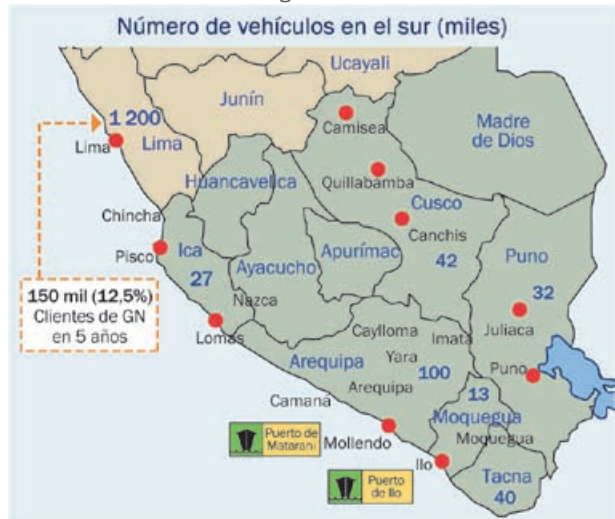
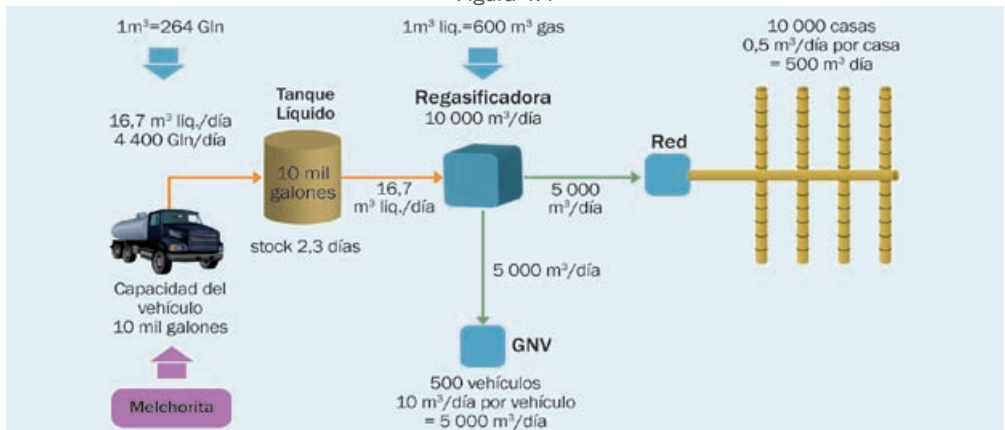


Figura 4.4

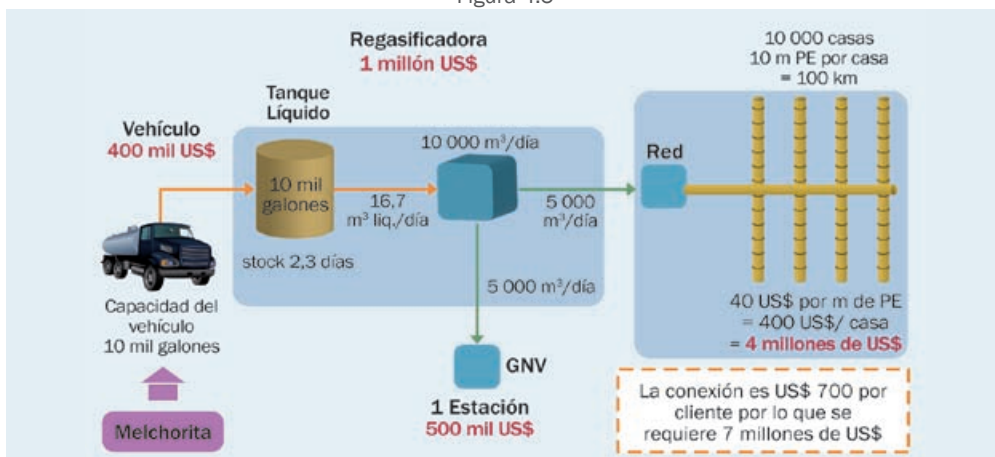


La valorización del *módulo* pasa por cuantificar cada uno de los eslabones señalados de la siguiente forma:

- Conversión del 10 mil viviendas al gas natural = US\$ 7 millones;
- Red domiciliaria de polietileno para atender a 10 mil casas = US\$ 4 millones;
- Una estación de servicio contigua a la planta regasificadora = US\$ 0,5 millones;
- Una estación regasificadora con un almacenamiento de 10 mil galones (una cisterna de camión) = US\$ 1 millón;
- Un camión de 10 mil galones de GNL = 0,4 millones.

Por lo tanto, un módulo de 10 mil m³/día cuesta casi 13 millones de dólares, siendo a) y b) la parte que se debe de hacer si o si y que costaría US\$ 11 millones, es decir, el 85% del costo, mientras que la parte virtual es casi el 12% del proyecto (Figura 4.5). En consecuencia no hay mucho riesgo en desarrollar la red virtual ya que los mayores costos son la red que se usaría también cuando llegue el sistema de transporte por ductos.

Figura 4.5



Si se desea la participación de Petroperú en el esquema y dado el objeto social de la empresa se le puede asignar el transporte de GNL, la regasificación y la estación de GNV; mientras que el desarrollo de la empresa de distribución puede recaer en el Gobierno Regional (Figura 4.6 de la página siguiente) El desarrollo de la red interna, que sería de propiedad de cada consumidor, debe hacerse con fondos públicos con la opción de subsidiar buena parte de sus costos.

Para evaluar la competitividad se debe convertir los costos del módulo en precios por energía, tal como se muestra en la Tabla 4.1 de la página siguiente. En dicha tabla se aprecia que el costo de transporte virtual (camión más regasificación) es igual a US\$ 4,7 por GJ. El costo de desarrollo de la red de polietileno es igual a US\$ 11,2 por GJ.

En la Figura 4.7 de la página siguiente se asume un precio del GNL igual a US\$ 3 por GJ y el transporte virtual en US\$ 4,7 por GJ con lo que se tiene un costo de suministro de gas en el 'city gate' de la distribución de US\$ 7,7 por GJ. Si no hay subsidio a la red de distribución (US\$ 11,2 por GJ) entonces el precio al público del gas sería igual a US\$ 18,9 por GJ, es decir, el 95% del GLP. En estas condiciones el gas natural no es competitivo. La conexión interna tiene un costo de US\$ 22 por GJ, mucho más caro que el GLP.

Figura 4.6

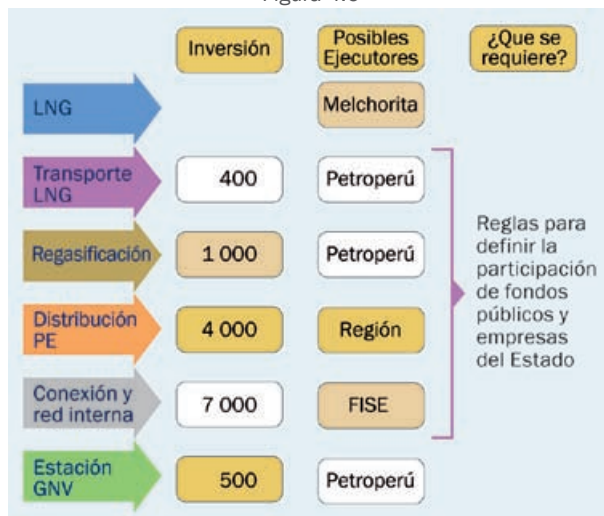


Tabla 4.1

	Costo anual				Costo diario		
	Inversión	Inversión	O&M	Total	Inversión	O&M	Total
Camión	400 000	76 685	150 000	226 685	210	411	621
					34%	66%	
Regasificación	1 000 000	162 809	70 000	232 809	446	192	638
					70%	30%	
Red	4 000 000	535 515	280 000	815 515	1 467	767	2 234
					66%	34%	
Grifo	500 000	229 962	150 000	379 962	630	411	1 041
					61%	39%	
Total	5 900 000						
	Costo	Consumo	Costo Medio				
	US\$/día	m³/día	US\$/mil m³	US\$/GJ			
					Residencial	Residencial	Grifo
						GLP 12	
					Melchorita	3,0	3,0
Camión	621	5 000	124,2	3,1		3,1	3,1
Regasificación	638	10 000	63,8	1,6		1,6	1,6
Red	2 234	5 000	446,9	11,2		11,2	0,0
Grifo	1 041	5 000	208,2	5,2			5,2
					Total	18,9	7,7
						96%	39%
					Sustituto	19,7	19,7
							31,6

En resumen, el gas natural para desarrollar el sur (y tal vez el norte del país) es inviable sin el subsidio de parte de los costos de las redes, ya que el tema del *transporte virtual* no le agrega mucho costo, pero el problema siempre será el bajo volumen de consumo.

En la Figura 4.8 se ha hecho el ejercicio de evaluar el sistema de abastecimiento con gasoducto virtual donde la red de distribución y la conexión interna son subsidiadas para que el gas natural sea competitivo con el GLP. En la misma figura se muestra que cuando el ducto del sur esté operativo se puede recuperar una parte de la red de distribución tal como se hace con Lima, pero siempre habrá una parte que no podrá ser recuperada.

En caso que el *transporte virtual* sea más caro que el GLP, entonces se debe usar más fondo público para subsidiar parte de esos costos y así mantener la competitividad del gas natural.

Figura 4.7

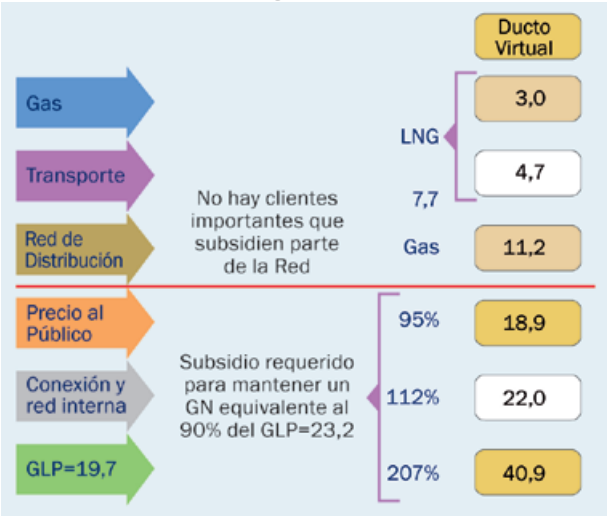
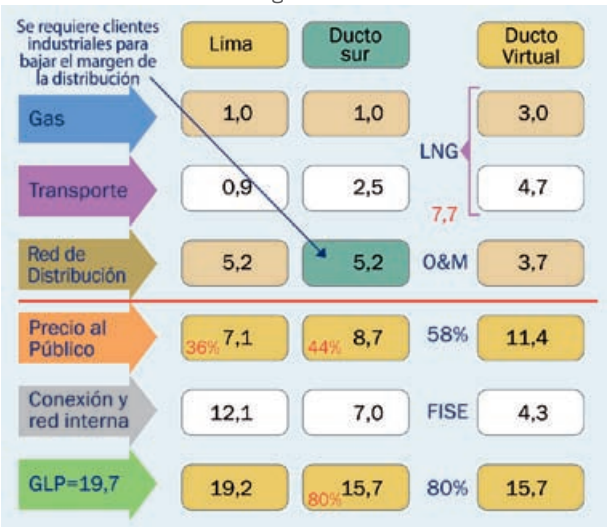


Figura 4.8



¿Son o no repetibles las experiencias de Lima e Ica?

A simple vista el éxito de Lima e Ica respecto a la tasa de conexiones domiciliarias se podría repetir en las provincias, pero esto no es tan cierto, debido a la potencialidad de Lima respecto a las provincias.

La potencialidad se explica por la razón que existe entre la demanda no residencial y la residencial. Por ejemplo, en Lima se tiene que por cada millón de pie cúbico que consume el sector residencial, el

Tabla 4.2

La potencialidad de incluir gastos de promoción en Lima

				Promoción		
	Clientes (miles)	Consumo (millón PC/D)		Clientes (miles)	Costo (millón US\$/A)	Tarifa (US\$/millar PC)
Residencial	45	1,125	0,26%	50	15	
No Residencial		420	99,74%		15	0,1

En Lima en los dos últimos años se han tenido en promedio 45 mil clientes con un consumo medio de 25 pies cúbicos por día.

El consumo residencial representa el 0,26% de todo el consumo de Lima (Incluyendo a generadores eléctricos).

Si se desea otorgar un descuento promocional del US\$ 300 a 50 mil clientes por año, se tendría un costo anual de US\$ 15 millones.

Esta promoción sería pagada por los consumidores No Residenciales (420 millones de PC/D) con lo que su tarifa se incrementaría en US\$ 0,1 por millar de pie cúbico, casi equivalente a US\$ 0,1 por GJ o millón de BTU.

Este incremento representa el 3,5% del precio pagado por el generador eléctrico.

Tabla 4.3

La potencialidad de incluir gastos de promoción en provincias

				Promoción		
	Clientes (miles)	Consumo (millón PC/D)		Clientes (miles)	Costo (millón US\$/A)	Tarifa (US\$/millar PC)
Residencial	200	5	15%	50	25	
No Residencial		30	85%		25	2,3

En provincias se ha trazado como meta hacer 200 mil clientes en 4 años (50 mil por año).

El consumo residencial representaría el 15% de todo el consumo de provincias (Incluyendo a industrias y generadores eléctricos).

Si se desea otorgar un descuento promocional del US\$ 500 a 50 mil clientes por año, se tendría un costo anual de US\$ 25 millones.

Esta promoción sería pagada por los consumidores No Residenciales (30 millones de PC/D) con lo que su tarifa se incrementaría en US\$ 2,3 por millar de pie cúbico, casi equivalente a US\$ 2,3 por GJ o millón de BTU.

Este incremento representa el 90% del precio pagado por el generador eléctrico.

industrial consume 373 veces esta cantidad. Esto indica que cada dólar que se requiere gastar en las residencias se divide 373 veces en las industrias.

Al final, en Lima para hacer un programa de masificación de 50 mil clientes por año se requiere subir la tarifa de los otros consumidores en US\$ 0,1 por GJ o millar de pie cúbico. Que impactaría en el usuario generador eléctrico en 3,5% (Tabla 4.2 de la página anterior). En el resto de consumidores sería menor el impacto porcentual.

En cambio en provincias al tener poco consumo para hacer el gas natural de forma virtual, la potencialidad es muy baja, ya que el residencial representaría el 15% de la demanda. En esta situación hacer 50 mil consumidores por año implica un sobre costo en la tarifa industrial de US\$ 2,3 por GJ o millar de pie cúbico (Tabla 4.3 de la página anterior).

Estos sobrecostos de los gastos de promoción (subsidio cruzado) hacen que el GNV y el gas para las industrias sean más altos y por tanto pierden todo atractivo comercial.

Por esta razón el *gas virtual* no puede apoyarse en el GNV (Figura 4.9) y la industria (Figura 4.10) para hacer subsidios cruzados en la promoción y, en consecuencia, se requiere del FISE (Anexo 1) para que apoye el desarrollo de las redes de distribución y las conversiones.

Figura 4.9



Figura 4.10



V. Posible programa de masificación

De acuerdo con el tamaño de los mercados potenciales del sur del país, se propone la creación de 14 módulos de desarrollo de la masificación del gas natural en esta zona del territorio nacional, con recursos públicos y privados, y con la posible participación de los gobiernos regionales, tal como se explica en esta parte de la presente publicación.

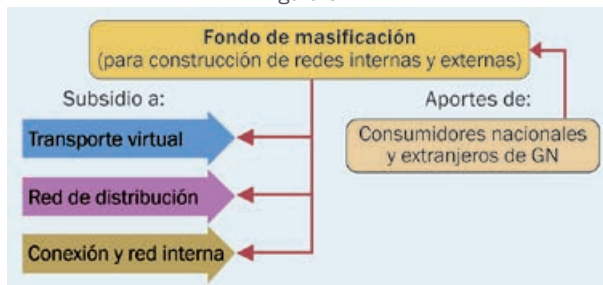
Para desarrollar los módulos indicados (Figura 5.1) se requieren 140 mil m³/día de gas natural lo que equivale a 5 millones de pies cúbicos por día. Esta cantidad es pequeña comparada con la producción de Camisea y por tanto el desarrollo que se propone es absolutamente factible.

Figura 5.1



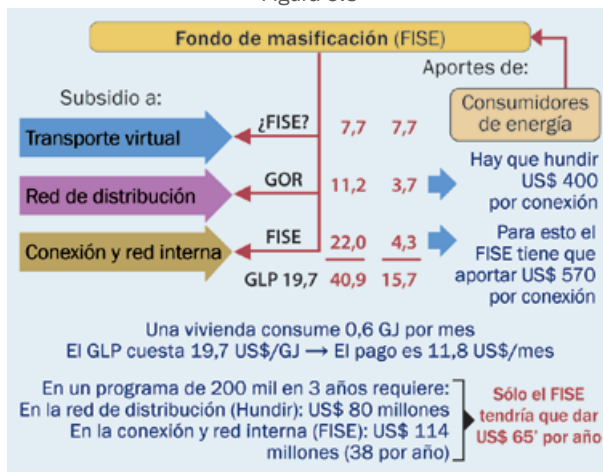
Tal como se menciona, se requiere de un *fondo de masificación* (Figura 5.2) para subsidiar el transporte virtual, la red de distribución y las redes residenciales internas. Los aportes al *fondo* serían de los consumidores industriales del gas natural.

Figura 5.2



Un ejemplo de valorización del aporte sería cuantificar cuánto se requiere por vivienda y según el programa cuánto se necesitaría recaudar. Para un programa nacional que realice 20 módulos de masificación (Figura 5.3) se requiere incrementar el precio del gas natural en 10 centavos de dólar por millón de BTU (o Giga Joule). Esta cantidad equivale a aumentar el precio del gas en 3%.

Figura 5.3



En el esquema que se presenta para desarrollar 200 mil viviendas en provincias en 3 años se necesitan US\$ 194 millones repartidos en la *red de distribución* y en la *conversión de la vivienda*. La *red de distribución* puede ser subsidiada por algunos gobiernos regionales con la esperanza que cuando exista el gasoducto troncal se tengan los clientes importantes y se pueda hacer el subsidio cruzado. Consideramos que el FISE puede manejar US\$ 38 millones por año para este programa y, que si no se cuenta con el apoyo regional, el monto debería subir a US\$ 65 millones por año.

¿Cuál debe ser el *modelo de negocio*?

La concesión geográfica exclusiva debe aplicarse al desarrollo virtual, ya que si no se hace esto se produciría el descreme del mercado. El concesionario debe desarrollar el '*compromiso mínimo*' que es atender las residencias y el GNV y, si está interesado en algún cliente industrial, tendría el derecho de hacerlo en primera opción. Si el concesionario no desea abastecer a un cliente que no es su *compromiso mínimo*, entonces el cliente puede ser abastecido por otro operador, quien debe considerar el pago de un derecho al concesionario por atender al cliente. Este derecho servi-

ría para subsidiar la red de distribución (Figura 5.4). Si esto no se puede hacer de forma directa, una variante sería, que el derecho a tener gas implica que los usuarios paguen al FISE por la atención de sus suministros, y para esto lo que se podría hacer es asimilar al transporte virtual como una forma más de transporte que debe pagar la tasa del FISE.

¿Cómo se puede tener el apoyo estatal para subsidiar la red de distribución?

La distribución de gas natural es un negocio de redes que compartiría costos comunes con la distribución eléctrica y, por tanto, puede existir una empresa energética mayor sobre la base de las empresas de distribución eléctrica existente.

Hoy sabemos que el negocio del gas natural no es un ‘misterio’: El gas natural es un negocio de *tubos de polietileno* unidos por máquinas automáticas, que requiere ingenieros para el diseño de las redes y para seguir los protocolos de seguridad.

Las empresas de distribución eléctrica actuales pueden tener un ‘operador estratégico’ que les enseñe el *negocio*.

Hoy, en Cálidda, los operadores son peruanos, pero el capital es colombiano.

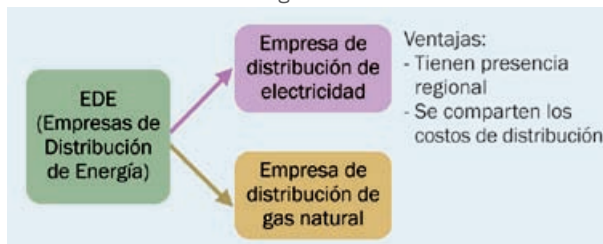
Contar con una *empresa estatal* permitiría ganar ‘legitimidad’ y colocar una nueva visión del Estado al negocio, y además no sería criticado que se ‘hunda’ los costos de la red de distribución con dinero público, en la esperanza que los grandes gasoductos se harán necesariamente y se tendrá la demanda que potencie el subsidio cruzado que se requiere.

Como un ejemplo de aplicación se presenta la posibilidad de tener la *Empresa de Distribución Energética de Moquegua*, que tenga como meta realizar 20 mil conexiones domésticas y 2 estaciones de GNV para dar arranque a la concesión.

Figura 5.4

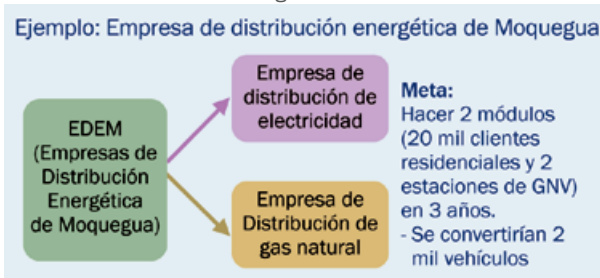


Figura 5.5



Esta empresa de distribución tendría que invertir US\$ 8 millones (20 mil clientes x US\$ 400 por cliente). Esta inversión no puede rentar, porque la tarifa sería muy alta. Sólo se cobraría la *operación y el mantenimiento* (O&M) para pagar al *operador estratégico* (por 5 o 10 años).

Figura 5.6



Cuando llegue el gas por el ducto de transporte y bajen los costos de provisión del hidrocarburo, se podría incrementar la renta de la distribución porque habría un mayor margen para hacer subsidio cruzado con los grandes clientes de la concesión.

Hoja de ruta de la masificación del gas natural

Los siguientes pasos son importantes y necesarios en la masificación del gas natural:

- **Paso 1: Nueva Ley de Masificación del Gas Natural.**- Que norme la creación de fondos para el subsidio a redes y conexiones, y que, a su vez, defina la participación de empresas e instituciones públicas en el desarrollo y gestión de emprendimientos de gas natural.
- **Paso 2: Creación de empresas de distribución de gas natural.**- Es importante utilizar la base de las distribuidoras eléctricas para incorporar operadores de gas natural y así tener una verdadera transferencia tecnológica. Para la creación de *Empresas Distribuidoras de Energía* se requiere mejorar la normativa actual.
- **Paso 3: Adaptación de la planta de Melchorita para la carga de gas natural licuado (GNL).**- La planta de Pampa Melchorita no tiene actualmente instalaciones para la carga de camiones con gas licuado; por tanto es urgente incorporar esta facilidad y, a la vez, negociar el costo de la producción de gas licuado para el mercado interno.
- **Paso 4: Participación de Petroperú.**- Petroperú y sus socios pueden participar en el desarrollo de los sub-módulos de transporte y regasificación del GNL.
- **Paso 5: Apoyo a gobiernos regionales.**- Los gobiernos regionales que deseen invertir en las nuevas *Empresas Distribuidoras de Energía* (gas y electricidad), deben disponer de las facilidades para hacerlo, de tal forma que al inicio puedan invertir sin esperar el retorno inmediato de sus inversiones.

VI. Masificación del GNV en el transporte público

Hacer que el transporte público opere esencialmente con gas natural vehicular (GNV) es un imperativo económico, social y ambiental absolutamente factible, si se considera la alta competitividad de este combustible con relación a sus sustitutos y se establecen los mecanismos que inclinen la preferencia y decisión de los transportistas en favor de unidades accionadas mediante GNV.

Costos y competitividad del GNV

El GNV tiene un precio promedio de venta, sin IGV, de 1 sol por metro cúbico. La estructura de costos muestra que el margen de la estación de servicio es de 61% mientras que los otros eslabones de la cadena están entre 7% y 9% y el IGV representa el 15% del total. Con este margen, si la estación tuviera un volumen de venta de 1 000 autos diarios, entonces sus ingresos anuales serían de casi 1 millón de dólares (Tabla 6.1). Esto es lo que hace atractivo la competencia en el GNV.

Por otro lado, dados los precios de los sustitutos o competidores del GNV, se puede ver que el competi-

Tabla 6.1

	US\$/GJ	US\$/mil m³	S/./mil m³	Particip.
Gas en boca de pozo	0,76	30,3	83,2	7,0%
Transporte por red principal	0,85	33,9	93,1	7,9%
Tarifa única de distribución	0,95	38,0	104,3	8,8%
Margen estación	6,56	262,3	719,4	61,0%
IGV	1,64	65,6	180,0	15,3%
Total	10,76	430,2	1 180,0	100,0 %
Venta	1 000	Vehículos/día		
	10,0	m³/día-vehículo		
	10 000	m³/día		
	304 167	m³/mes		
Ingresos por margen de la estación				
		US\$	S/.	
	Día	2 623	7 194	
	Mes	79 778	218 816	
	Año	957 338	2 625 787	

dor más cercano del GNV es el GLP, que cuesta casi el doble (Tabla 6.2).

La competitividad también se puede observar en el costo variable de un vehículo por kilómetro recorrido, según el tipo de combustible. En este caso, el GNV es también el más rentable seguido del GLP que se sitúa casi al doble de este energético (Figura 6.1).

La problemática del transporte público

Si el GNV es tan barato comparado con sus competidores, ¿por qué entonces no se convierte el parque automotor dedicado al transporte público? La respuesta es sencilla: un vehículo a GNV cuesta 30% más que un vehículo a Diesel y los transportistas están acostumbrados a ver el corto plazo cuando hacen sus inversiones. Por ejemplo, para pagar la inversión de 100 mil dólares de un vehículo, en un día típico de trabajo se requiere separar 218 soles. Si consideramos el combustible, el costo se incrementa en 231 soles dando un total de 449 soles (Figuras 6.2, y 6.3 de la página siguiente). Entonces, se puede ver que el combustible duplica el costo de inversión y que como éste

además está sujeto a los vaivenes del precio internacional del petróleo, estamos frente a un enorme problema de dependencia externa y volatilidad.

Tabla 6.2

Producto	Precios		S././GJ	US\$/GJ	Respecto al GNV
GLP	5,96	S././Gl	59,2	21,6	2,01
Gasolina 90	13,10	S././Gl	100,8	36,7	3,42
Diesel B5	12,36	S././Gl	85,8	31,3	2,91
GNV	1,18	S././m ³	29,5	10,8	1,00

Figura 6.1

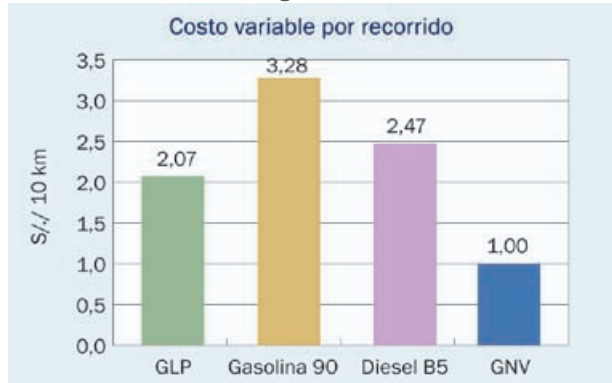
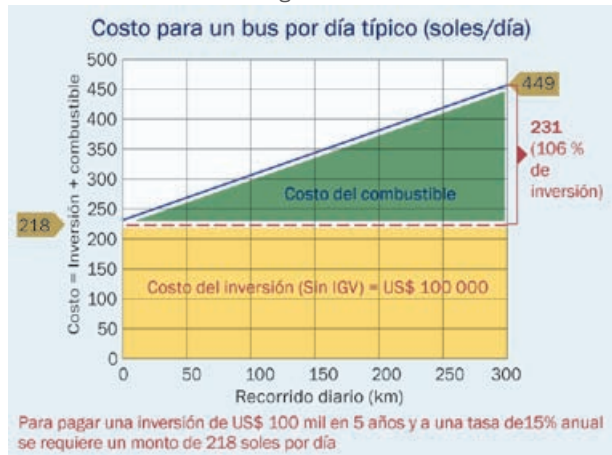


Figura 6.2



Si se transforma el vehículo al GNV, se tendría una inversión 30% mayor por lo que la cifra a amortizar diariamente sería de 283 soles en lugar de los 218 soles. Pero con el GNV se tiene un combustible de mucho menor precio por el que hay que agregar como costo variable 81 soles, llegando el nuevo total a 364 soles (Figura 6.4). Es decir, que con el GNV un transportista ahorra 85 soles diarios (casi 19% del costo total o 30% de la inversión efectuada). ¿Pero porqué los transportistas no eligen el GNV?

Figura 6.3

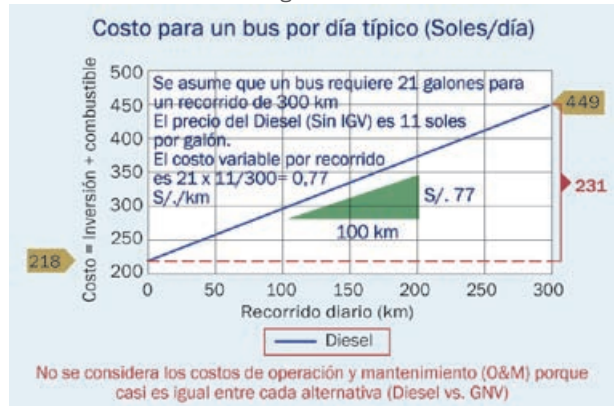


Figura 6.4

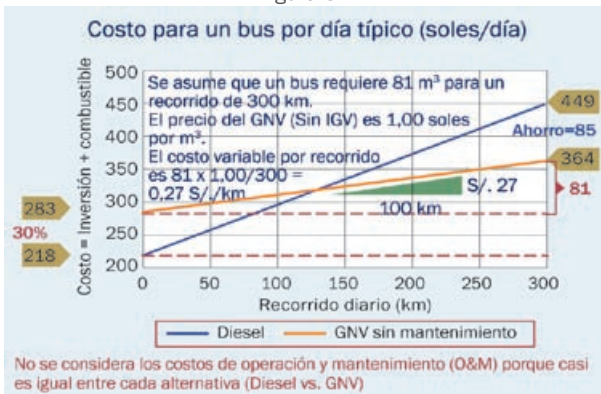


Figura 6.5



La respuesta es la siguiente: los transportistas tienen una visión de corto plazo y no les importa depender de un combustible volátil ya que esperarían que el gobierno subsidie este combustible por un concepto de bienestar social.

Si comparamos las dos opciones veremos que el punto de equilibrio entre el GNV y el Diesel es a los 131 km por día (Figura 6.5), que representa una cifra ínfima para el recorrido normal de los transportistas.

Entonces es preciso reiterar que, si dejamos ésto a elección del transportista éste elegirá la opción a Diesel por ser la de menor inversión.

¿Cómo se puede hacer para que los transportistas elijan el GNV? La respuesta es sencilla: variabilizando el sobre-

costo de inversión del GNV como un sobre costo en el GNV (Figura 6.6), de tal forma que cuando se compre GNV se esté amortizando el préstamo que se le hizo al transportista por el vehículo a GNV.

Este es un esquema financiero donde el riesgo es asumido por un *fondo* que recupera su préstamo en la carga de combustible del vehículo (recuérdese que existe el sistema de carga inteligente donde todos los vehículos tienen un chip que reconoce y habilita la carga de GNV y lleva el control de sus pagos).

En la Figura 6.7 se aprecia que el *fondo* de financiación del GNV presta al transportista el exceso de la inversión (US\$ 30 mil) y que éste se compromete a pagar 65 soles por día durante 5 años para amortizar su inversión. Al final siempre tendrá un ahorro significativo respecto al Diesel.

Figura 6.6

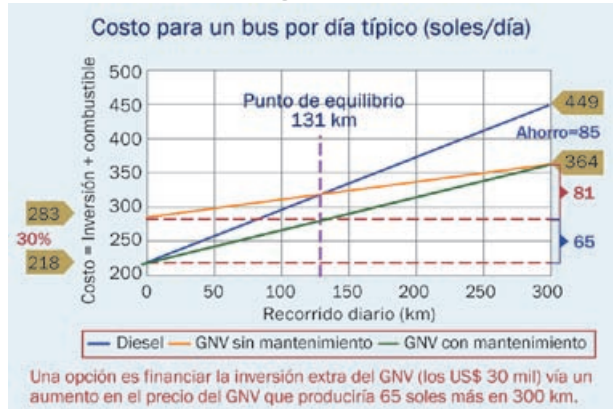


Figura 6.7



VII. Problemática del desarrollo residencial del gas natural

El desarrollo de un programa que promueva el uso del gas natural en el sector residencial y que se centre en la percepción del usuario que debe adaptarse a un nuevo combustible demanda una gran inversión para cumplir el objetivo de la masificación del recurso y de esta forma obtener un mayor beneficio para toda la población.

En un mercado donde no se tiene un programa de promoción del gas natural con la ayuda de fondos públicos, sólo queda que las concesionarias de distribución realicen la expansión del servicio, supeditándola a la capacidad financiera, tasas de interés y plazos de recuperación que estas empresas estiman convenientes. En este escenario, la participación de *instaladores independientes* se hace muy difícil debido a la necesidad de financiamiento de los usuarios y a los riesgos que conlleva la conversión al gas natural.

De acuerdo con la información difundida por los medios de comunicación y con aquella proporcionada por Cálidda, concesionaria de la distribución de gas natural en Lima y Callao, esta empresa ofrece financiamientos a corto plazo (normalmente a 3 años) y establecen condiciones de pago adicionales al consumo de la energía (pago fijo por mes), con lo cual el riesgo de la rentabilidad de la conversión al gas natural recae exclusivamente en el usuario.

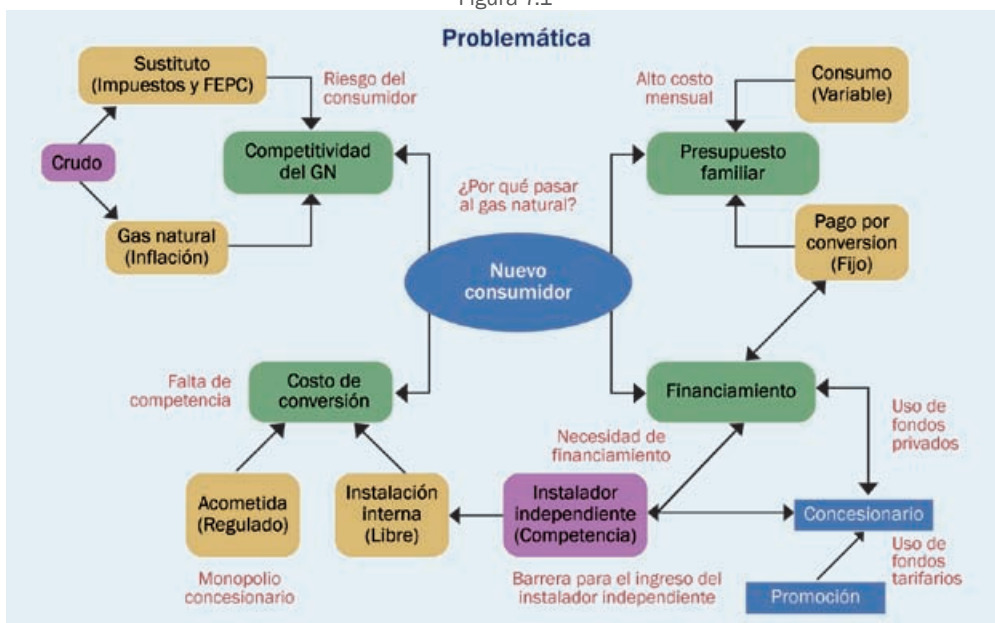
Con esta modalidad de trabajo, a siete años del inicio de la operación comercial de Camisea, Cálidda ha conectado casi 70 mil clientes. Esto se explica porque al inicio del contrato de concesión sólo se evaluaba el compromiso de tener redes factibles (clientes potenciales), pero esto se cambió en el 2010 cuando se exigió clientes conectados.

El manejo de fondos de financiamiento a corto plazo, con los riesgos de rentabilidad de la conversión en manos de los usuarios, eleva la barrera de acceso al suministro

de gas natural y reduce la velocidad de las conversiones. Según nuestro análisis, una política de 10,000 conversiones mensuales, con una tasa de financiamiento de 1% mensual (12% anual) y pagaderas en 80 meses (casi 7 años), significa la necesidad de contar con un fondo de 950 millones de soles (268 millones de soles por año) y un auto-sostenimiento a partir del sexto año.

Lamentablemente, los financiamientos de corto plazo no garantizan que se alcance la tasa de conversiones que se desea (10 000 al mes), ya que el usuario debe evaluar la competitividad de la conversión al nuevo combustible, con la esperanza de que en el largo plazo su conversión sea rentable. La Figura 7.1 muestra esta problemática.

Figura 7.1



Adicionalmente debe contemplarse *‘el punto de vista del consumidor’*, quien para convertirse al gas natural tiene que hacer frente a cuatro factores:

- 1) La competitividad del gas natural;
- 2) El costo de conversión;
- 3) Las opciones de financiamiento; y
- 4) La disponibilidad que deja el presupuesto familiar.

Un programa acorde con el riesgo del usuario debe tener en cuenta que el consumo promedio (estándar) de GLP en Lima es de alrededor de 1,5 balones de 10 kilos

cada uno por mes, lo cual equivale a 21 metros cúbicos de gas natural mensuales. Con los precios actuales del GLP (35 soles por balón) y el valor regulado del gas natural (US\$ 7.6 por GJ incluyendo el IGV), un costo de conversión típica de 2 230 soles (700 dólares) se recupera en 94 meses (8 años), pagando un interés mensual de 1% (12% anual), para el consumo estándar.

Si del costo de conexión se descontara el *gasto de promoción* aprobado por OSINERGMIN (US\$ 315), de tal forma que el resto sea financiado por la empresa concesionaria a una tasa de 12% anual, los periodos de recuperación se reducen en 40%, de tal forma que en el caso de la familia que consume 1,5 balones por mes, la recuperación del costo de conversión se haría en 41 meses (3 años y medio). Esta opción es interesante y divide la necesidad de financiamiento entre el *Concesionario* y el *Programa de Promoción*.

El *programa de promoción* debe estar diseñado para atender al consumidor estándar de Lima, cobrándole por el financiamiento de la conversión lo que está habituado a pagar con el combustible sustituido (GLP), a fin de presentar la ventaja de un bajo riesgo para el usuario y, de esta manera, dar acceso a muchos otros consumidores al *programa de financiamiento*, ya que el usuario no tiene que destinar más dinero que el presupuesto habitual.

La flexibilidad o accesibilidad del *programa* a las necesidades del usuario tiene el inconveniente de requerir de mayores recursos financieros y a la vez contar con recursos para hacer frente a la morosidad natural y a los riesgos en los cambios de precios de los combustibles en competencia (GLP y gas natural). Esto es necesario si realmente queremos impulsar el cambio en la matriz de energía del país.

Para reducir la morosidad y alentar la *cultura del buen pagador*, el programa incorpora el concepto de '*bono del buen pagador*' que significa una reducción de entre 15% a 10% del monto final a pagar con el objeto de reducir la tasa real de financiamiento del usuario. Por ejemplo, para un programa normal de pago de 58 meses, con el uso del *bono del buen pagador* se reduce el plazo de pago a 50 meses, sin variar el monto de las mensualidades, con lo que la tasa real se reduce también del 12% anual estimado al inicio del financiamiento hasta un 8% anual después de la aplicación del bono.

El tamaño del *fondo* depende también del número de conversiones mensuales (*programa de masificación*). Por ejemplo, con un *programa de masificación* de 10,000 viviendas por mes y con un costo unitario de conversión de 2 230 soles y un periodo de recuperación de 80 meses (luego del *bono del buen pagador*), el *fondo* requeriría el primer año 250 millones de soles (US\$ 92 millones), 215 millones de soles adicionales el segundo año, 180 millones de soles adicionales el tercer año y así sucesivamente para llegar a un monto total de 940 millones de soles en el séptimo año. Luego del séptimo año y teniendo en cuenta el retorno (pago) hecho por

los consumidores, el *programa* tendría un auto-sostenimiento y a futuro podría liberar recursos públicos.

Si se aplicaran los gastos de promoción, tal como los han manejado OSINERGMIN y el MINEM, para financiar parte de la conexión y el resto sea financiado por el *programa*, el requerimiento máximo de recursos del *fondo* se reduce a 220 millones de soles, es decir, una disminución de casi 75%.

El *programa* propuesto tiene la bondad de atacar los cuatro puntos que están en la visión de riesgo del usuario (competitividad, presupuesto, financiamiento y costo de conversión) y a la vez mejora la competencia de las instalaciones al bajar la barrera que hoy existe para la entrada de más *instaladores independientes*. Sólo la competencia a este nivel asegurará que los costos de conversión sean eficientes y económicos, reduciendo así la mala percepción que los consumidores puedan tener con respecto a las conversiones domiciliarias.

En la Figura 7.2 se presenta gráficamente la propuesta del programa destinado a acelerar las conversiones residenciales al gas natural a razón de 120 mil anuales, con la aplicación de los gastos de promoción, los recursos del FISE y las mejoras en la competitividad de las instalaciones internas residenciales y en la percepción de los consumidores.

Es importante tener en cuenta que el programa de conversión señalado (de 10 000 conversiones por mes) es tres veces más agresivo que el ejecutado por Cálidda en el 2011.

Figura 7.2



El *programa de masificación* puede incluir también en el financiamiento la adquisición de aparatos que ayuden a incrementar el consumo de gas natural y sustituir otros energéticos, como la electricidad, para usar de manera más intensiva la red interna ya instalada.

Como el *programa de masificación* está orientado a facilitar el acceso a las familias de bajos recursos o con pocas posibilidades de acceder a financiamientos de largo plazo, el mismo no está orientado a consumos mayores a 5 balones de GLP por mes, ya que los recursos del *programa* son escasos.

Se recomienda que los recursos para el *programa* provengan del FISE (mediante un sobre cargo a las tarifas de transporte de gas natural), de tal forma que el *programa* mantenga el valor del *fondo* y permita luego de 6 años el auto-sostenimiento del mismo. De igual forma, el *administrador del programa* podría ser OSINERGMIN o el MINEM, con el objeto de disminuir los costos de administración y hacer uso de los recursos conforme se necesitan. Además, la ventaja de tener a OSINERGMIN en la *administración del programa* reside en el hecho de que dispone de mayor información y puede recomendar políticas sectoriales que apoyen a reducir los riesgos de recuperación de los recursos del fondo.

Por último se puede conversar con Pluspetrol para que dicha empresa aporte al *programa* una masa de gas natural que ayude a disminuir los riesgos de competitividad del gas natural y que se convierta en el tiempo en un aporte al *programa*. Por ejemplo, se podría evaluar un aporte (sin costo) de 2 000 metros cúbicos de gas natural para los primeros 500 mil usuarios que se conecten en el lapso de 5 años. Esto significa un aporte total de 1 000 millones de metros cúbicos (35 miles de millones de pies cúbicos) que traducido en dinero equivale a 35 millones de dólares (precio del gas = 1 dólar por mil pies cúbicos) o 100 millones de soles.

Análisis de la conversión residencial

Convertir una vivienda del GLP al gas natural implica habilitar la conexión de la vivienda y hacer la red interna para que los aparatos funcionen con gas natural. El costo de conexión (tubo de empalme más acometida) está regulado por OSINERGMIN y tiene un valor aproximado de US\$ 200. El costo de la red interna no está regulado (es libre) y varía según el número y la disposición de los aparatos dentro de la vivienda y de las obras civiles que deben hacerse para que se cumpla con la normatividad. En nuestro cálculo asumiremos el costo de US\$ 500 (sin IGV).

En la Tabla 7.1 de la página siguiente se explica cómo un cliente residencial que tiene un consumo de 1,5 balones de GLP al mes puede lograr un ahorro de 36 soles mensuales al convertirse al gas natural, y cómo esta ventaja pierde atractivo a los ojos del consumidor cuando tiene que incluir en su presupuesto el pago la mensualidad del financiamiento de su conversión, que puede llegar a 48 soles. Como el ahorro por

Tabla 7.1

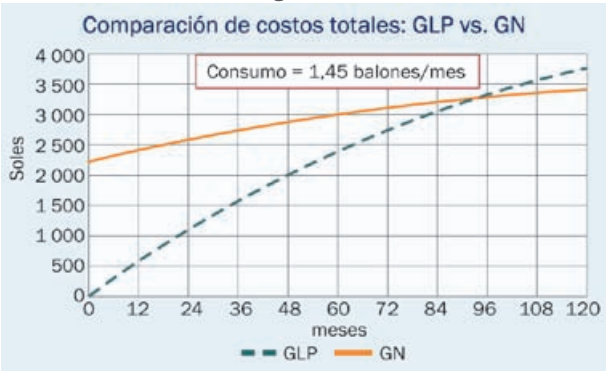
Situación con GLP			Situación con gas natural		
Consumo	1,5 balones/mes		Consumo	21,3 m³/mes	
	15 kg/mes			0,794 GJ/mes	
	0,793 GJ/mes		Precio con IGTV	0,767 Soles/m³	
Precio con IGTV	35,00 Soles/balón			20,576 Soles/GJ	
	3,50 Soles/kg			7,62 US\$/GJ	
	66,19 Soles/GJ		Sin IGTV	6,46 US\$/GJ	
	24,51 US\$/GJ		Costo con IGTV	16,33 soles/mes	31%
Sin IGTV	20,78 US\$/GJ				
Costo con IGTV	52,50 Soles/mes	100%			
Se aprecia que 21,3 metros cúbicos de GN equivalen a 1,5 balones de 10 Kg de GLP.			Inversión adicional para usar gas natural		
Por tanto:				5 años	
	US\$	US\$/mes	+ IGTV		
a) Los 1,5 balones de GLP costarían 52,5 soles;					
b) Los 21,3 m³ de GN costarían 16,33 soles					
c) El ahorro sería: 52,5 - 16,33 = 36,17					
d) El costo de conversión sería US\$ 826 o 2230 soles. Si se pagara una mensualidad en 5 años y al 12% anual de tasa, este costo sería US\$ 18,12 = 48,92 soles por mes.					
Entonces la conversión no se paga con el ahorro.			Conexión	200,0	4,39
			Red interna	500,0	10,97
			Promoción	0,0	0,00
			Total sin IGTV	700,0	15,35
			IGTV	126,0	2,76
			Total con IGTV	826,0	18,12
			Tipo de cambio	2,70	Soles/US\$
			Total con IGTV	2 230	Soles

el cambio de combustible no paga la conversión, se hacen necesarios el desarrollo y aplicación de mecanismos promocionales que aceleren las conversiones al gas natural, tal como se proponen en el *programa de masificación*.

En la figura 7.3 se aprecian que para pagar los 2 230 soles que cuesta la conversión, con el 100% del ahorro y con una tasa de interés del 12% anual, se requieren 94 meses (casi 8 años) Luego de este periodo, el ahorro sería un beneficio del cliente residencial (Figura 7.4 de la página siguiente).

La recuperación de la inversión por la conversión al gas natural depende del consumo, de tal forma que a mayor consumo es mucho más rentable pasarse al gas natural. Si se desea llevar adelante el programa de masificación de 120 mil conexiones anuales (10 mil por mes), entonces se tiene que invertir 22,3 millo-

Figura 7.3



nes de soles por mes, que se irían recuperando conforme los clientes consuman gas y paguen su conversión (en 94 meses). El gasto del *fondo de masificación* tendría su pico en 950 millones de soles y se haría auto-sostenible a los 6 años para continuar haciendo las 120 mil conexiones anuales. Téngase presente que este fondo recuperaría al final todo el dinero invertido.

La Figura 7.5 muestra como a mayor consumo de gas se reduce el plazo de pago del financiamiento de la conversión, el mismo que podría llegar a 20 meses para un cliente residencial que tenga un consumo mensual equivalente a 5 balones de GLP de 10 kilos cada uno.

La Figura 7.6, por su parte, muestra el comportamiento de las conversiones residenciales, las mismas que hacia el año 12 de aplicación del *programa de masificación*, podrían alcanzar una cifra de 1,4 millones de viviendas conectadas al suministro de gas natural.

En tanto, la Figura 7.7 de la página siguiente muestra el comportamiento de las inversiones y recuperaciones del *fondo de promoción* del gas natural con una tasa de conversión de 10 mil viviendas mensuales, para

Figura 7.4

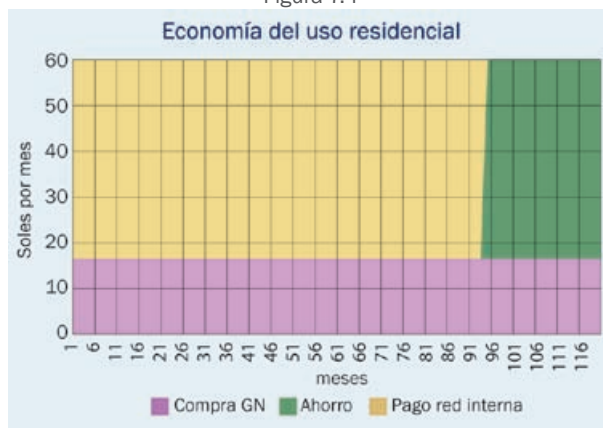


Figura 7.5



Figura 7.6



las cuales la inversión requerida sería de 22,3 millones de soles por mes hasta el momento que el fondo logre su auto-sostenibilidad.

La Figura 7.8 muestra que el fondo lograría su auto-sostenibilidad en el sexto año de aplicación del *programa de masificación*, y que en ese momento la inversión total habría llegado a 950 millones de soles, siendo posible que a partir de ese instante el fondo comience a devolver los recursos recibidos para el desarrollo del *programa*.

Figura 7.7

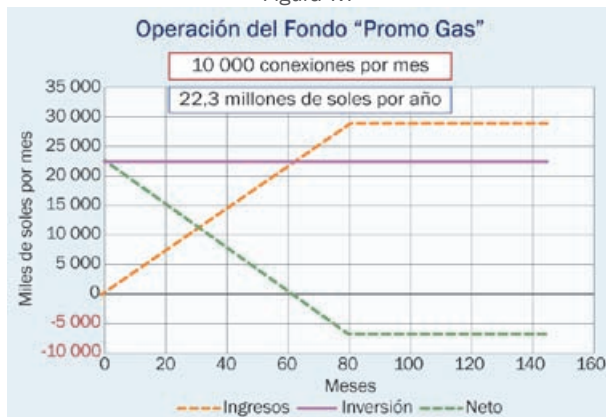


Figura 7.8

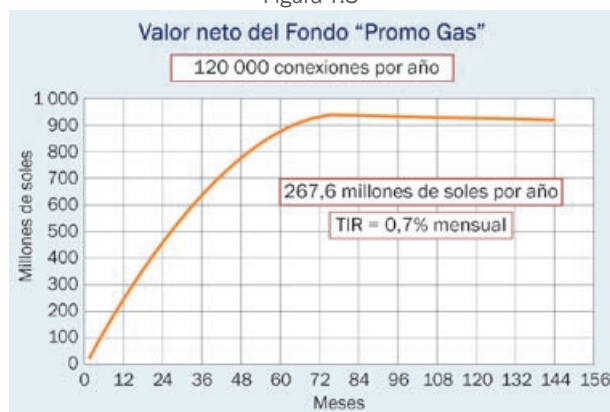
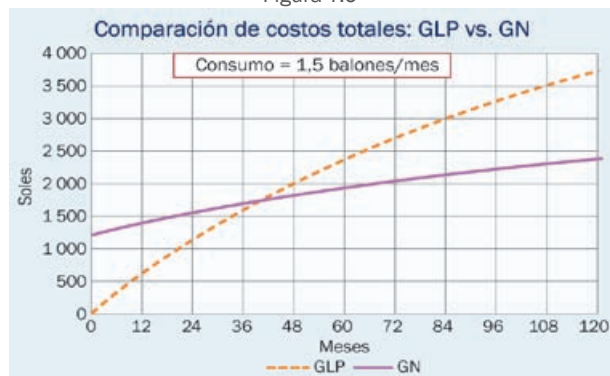


Figura 7.9



En el caso de existir gastos de promoción, estos se descuentan de los costos de conversión y por lo tanto en lugar de pagar la conversión en 94 meses, esta se pagaría en 41 meses, tal como se explica en la Tabla 7.2 de la página siguiente.

El tener menos meses de recuperación (Figura 7.9) hace que el gas natural sea más atractivo para los consumidores y por lo tanto la velocidad de aceptación de las conversiones sería mayor, ya que los clientes percibirían un menor riesgo.

Al disminuir el tiempo de pago del financiamiento de la conversión a 41 meses sería también mucho más fácil que el consumidor visualice el momento en que su inversión se convierte en ahorro (Figura 7.10 de la página siguiente).

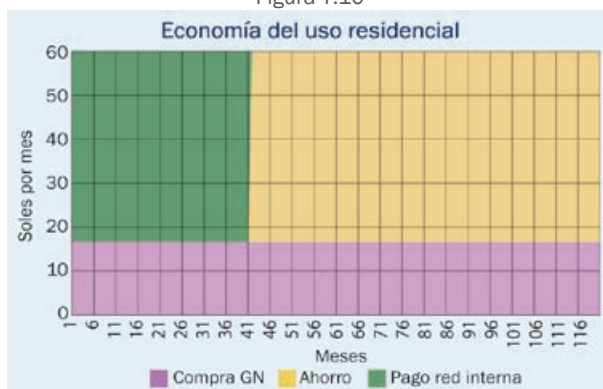
Tabla 7.2

Situación con GLP					
Consumo	1,5 balones/mes				
	15 kg/mes				
	0,793 GJ/mes				
Precio con IGV	35,00 Soles/balón				
	3,50 Soles/kg				
	66,19 Soles/GJ				
	24,51 US\$/GJ				
Sin IGV	20,78 US\$/GJ				
Costo con IGV	52,50 Soles/mes	100%			
Al igual que en el escenario base, el ahorro sería: 52,5 – 16,33 = 36,17 soles por mes. El costo de conversión sería US\$ 454,3 o 1 227 soles porque ya se ha descontado el gasto de promoción (US\$ 315). Si se pagara una mensualidad en 5 años y al 12% anual de tasa, este costo sería US\$ 9,97 = 26,92 soles por mes. Entonces, la conversión se paga con el ahorro en un periodo menor a 5 años.					
			Situación con gas natural		
			Consumo	21,3 m³/mes	
				0,794 GJ/mes	
			Precio con IGV	0,767 Soles/m³	
				20,576 Soles/GJ	
				7,62 US\$/GJ	
			Sin IGV	6,46 US\$/GJ	
			Costo con IGV	16,33 soles/mes	31%
Inversión adicional para usar gas natural					
		5 años			
	US\$	US\$/mes	+ IGV		
Conexión	200,0	4,39	5,18		
Red interna	500,0	10,97	12,94		
Promoción	-315,00	-6,91	-8,15		
Total sin IGV	385,0	8,45	9,97		
IGV	69,3	1,52			
Total con IGV	454,3	9,97			
Tipo de cambio	2,70	Soles/US\$			
Total con IGV	1 227	Soles			

La reducción del monto de la conversión produce un menor periodo de recuperación de los recursos invertidos por el *fondo* y, al mismo tiempo, un menor fondo revolvente para hacer las conversiones (Figura 7.11 de la página siguiente).

Asimismo, con los gastos de promoción descontados del costo de la conversión, se reduciría a 147,2 millones de soles el monto total de la inversión requerida para hacer 120 mil conversiones

Figura 7.10



por año, así como el tiempo que requeriría el *fondo* para hacerse auto-sostenible, que en este caso sería de 36 meses aproximadamente.

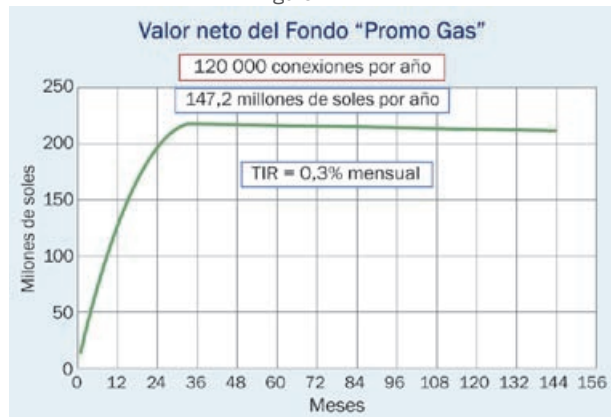
Si se desea que el *programa de masificación* sea atractivo y asuma los riesgos que el usuario podría percibir, se puede establecer un plazo máximo de recuperación, con un pago mínimo mensual y si el cliente paga anualmente todas sus cuotas, al final se pueden perdonar las últimas cuotas.

El fondo podría sumir las pérdidas ocasionadas por la no recuperación total del financiamiento de las conversiones, sólo si los ingresos del *fondo* están preparados para esto.

Figura 7.11



Figura 7.12



Anexos

Anexo 1

LEY Nº 29852¹

EL PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA

POR CUANTO:

EL CONGRESO DE LA REPÚBLICA;

Ha dado la Ley siguiente:

LEY QUE CREA EL SISTEMA DE SEGURIDAD ENERGÉTICA EN HIDROCARBUROS Y EL FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO

CAPÍTULO I

DEL SISTEMA DE SEGURIDAD ENERGÉTICA EN HIDROCARBUROS

Artículo 1. Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos

Créase el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos que permitirá dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético.

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos estará constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento consideradas estratégicas por el Estado para asegurar el abastecimiento de combustibles al país.

El Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos será reglamentado mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas y será remunerado mediante un cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos del gas natural.

Artículo 2. Cargo y destino del Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos

El Sistema a que hace referencia el artículo anterior será remunerado mediante un cargo tarifario a la infraestructura de la red nacional de ductos de transporte de productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, según el plan aprobado por el Ministerio de Energía y Minas y que entregará en concesión Proinversión.

El cargo a que se refiere el párrafo anterior, servirá para cubrir los costos de inversión y de explotación de las redes de ductos a desarrollar y de las instalaciones para el almacenamiento definidas por el Ministerio de Energía y Minas, según los parámetros establecidos por Proinversión.

Las transferencias mensuales para la remuneración del Sistema serán efectuadas directamente por los productores e importadores, definidos como tales por el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo 032-2002-EM.

CAPÍTULO II

DEL FONDO DE INCLUSIÓN SOCIAL ENERGÉTICO

Artículo 3. Fondo de Inclusión Social Energético

Créase el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un sistema de compensación energética, que permita brindar seguridad al sistema, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población.

Artículo 4. Recursos del FISE

El FISE se financiará con los siguientes recursos:

4.1 Recargo en la facturación mensual para los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados definidos como tales por el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, Decreto Ley 25844, a través de un cargo equivalente en energía aplicable en las tarifas de transmisión eléctrica. Dicho cargo tarifario será equivalente al recargo en la facturación dispuesto por la ley de creación del FOSE, Ley 27510 y sus modificatorias.

4.2 Recargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y líquidos de gas natural, equivalente a US\$ 1.00 por barril a los mencionados productos. El recargo se aplicará en cada venta primaria que efectúen los productores e importadores, definidos como tales en el Glosario, Siglas y Abreviaturas del Subsector Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo 032-2002-EM y será trasladado en los precios de los hidrocarburos líquidos.

1. Publicada el 13 de abril de 2012.

4.3 Recargo equivalente a US\$ 0.055 por MPC (Miles de Pies Cúbicos) en la facturación mensual de los cargos tarifarios de los usuarios de servicio de transporte de gas natural por ductos, definidos como tales por el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo 081-2007-EM.

Artículo 5. Destino del Fondo

El FISE se destinará a los siguientes fines:

5.1 Masificación del uso del gas natural (residencial y vehicular) en los sectores vulnerables.

5.2 Compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores, entre otros, focalizándose en las poblaciones más vulnerables.

5.3 Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales.

Artículo 6. Carácter intangible del Fondo

El FISE tendrá carácter intangible y sus recursos se destinarán única y exclusivamente a los fines a que se refiere la presente norma.

Artículo 7. Compensación para promover el acceso al GLP

7.1 El FISE para la promoción del acceso de GLP a los sectores vulnerables es aplicable exclusivamente a los balones de GLP de hasta 10 kg, con la finalidad de permitir el acceso a este combustible a los usuarios de los sectores vulnerables.

7.2 Mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, refrendado por el Ministro de Desarrollo e Inclusión Social, se establecerán los criterios para la focalización de los beneficiarios y la compensación a que se refiere el artículo 5.

7.3 A partir de la focalización a que se refiere el numeral anterior, las empresas concesionarias de distribución eléctrica efectuarán las actividades operativas y administrativas, a través de sus sistemas comerciales, para asegurar el funcionamiento del sistema y efectuarán las transferencias de acuerdo al procedimiento que establezca el reglamento.

7.4 El FISE para la promoción de acceso al GLP se aplicará hasta que el sistema de distribución de gas natural por red de ductos se instale y opere comercialmente en las respectivas zonas geográficas.

7.5 El Ministerio de Energía y Minas revisará las liquidaciones presentadas por las empresas concesionarias de distribución de energía eléctrica y aprobará el programa de transferencias.

7.6 Los costos administrativos en que incurran las empresas de distribución eléctrica serán aprobados por el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin), con cargo al FISE.

Artículo 8. Promoción de nuevos suministros

8.1 Para los fines de masificación del uso del gas natural, el Ministerio de Energía y Minas aprobará el Plan de Acceso Universal a la Energía el cual definirá 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.

8.2 Los proyectos incluidos en el Plan a que se refiere el numeral anterior, serán priorizados de acuerdo a la disponibilidad del FISE y conforme al programa anual de promociones aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

8.3 El programa de transferencias será aprobado por el Ministerio de Energía y Minas.

Artículo 9. Administración del Fondo

9.1 El Ministerio de Energía y Minas será el encargado de administrar el FISE, para lo cual queda facultado para la aprobación de los procedimientos necesarios para la correcta administración del Fondo.

9.2 Osinergmin, en el uso de sus facultades normativas y sancionadoras establecidas en la Ley 27699, Ley Complementaria de Fortalecimiento Institucional del Osinergmin, establecerá las compensaciones y sanciones por incumplimiento de las disposiciones de la presente Ley, sus normas reglamentarias y conexas.

Artículo 10. Vigencia del Fondo

La presente norma entrará en vigencia al día siguiente de la publicación de su reglamento.

Artículo 11. Normas reglamentarias

Mediante decreto supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas emitirá el reglamento de la presente Ley en un plazo máximo de 60 días hábiles contados a partir de la publicación de esta norma.

Artículo 12. Transparencia

El Ministerio de Energía y Minas, en su calidad de administrador del FISE, deberá presentar a la Contraloría General de la República, en un plazo máximo de 90 días hábiles contados a partir del cierre del ejercicio anual, un informe sobre la aplicación y ejecución del FISE, el mismo que se publicará en su portal institucional.

DISPOSICIÓN TRANSITORIA

ÚNICA. Encárgase a Osinergmin, en adición a sus funciones de regulación y supervisión de los sectores de energía y minería, por un plazo de dos años contados a partir de la promulgación de esta Ley, las funciones otorgadas al Ministerio de Energía y Minas en los artículos 7.5, 8.3 y 9.1 del FISE,

debiendo remitir al Ministerio de Energía y Minas el informe a que se refiere el artículo 12.

Comuníquese al señor Presidente Constitucional de la República para su promulgación.

En Lima, a los veintinueve días del mes de marzo de dos mil doce.

DANIEL ABUGATTÁS MAJLUF

Presidente del Congreso de la República

MICHAEL URTECHO MEDINA

Tercer Vicepresidente del Congreso de la República

AL SEÑOR PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPÚBLICA

POR TANTO:

Mando se publique y cumpla.

Dado en la Casa de Gobierno, en Lima, a los doce días del mes de abril del año dos mil doce.

OLLANTA HUMALA TASSO

Presidente Constitucional de la República

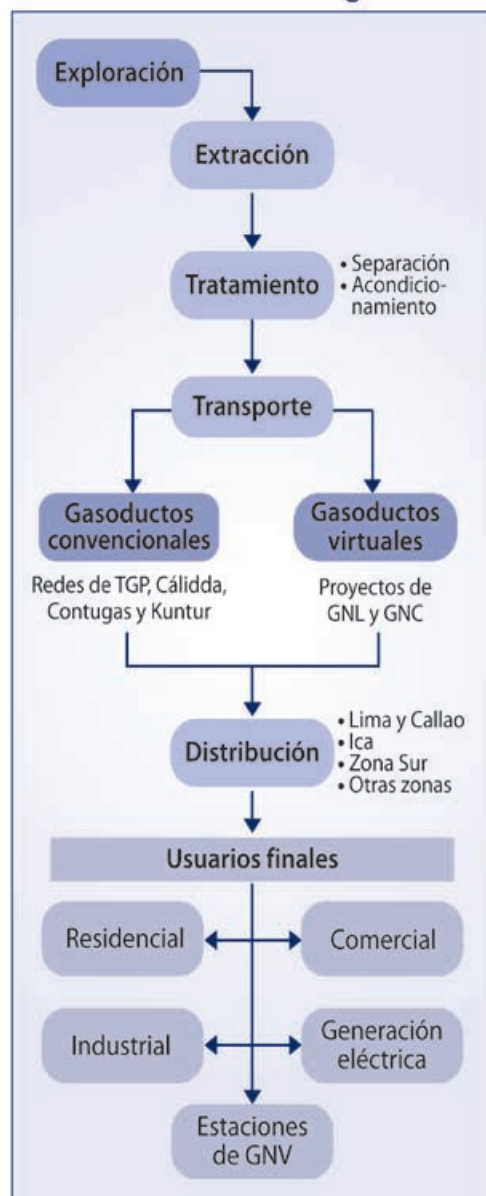
ÓSCAR VALDÉS DANCUART

Presidente del Consejo de Ministros

Anexo 2

Cadenas de suministro del gas natural y el GLP.

Eslabones del suministro de gas natural



Fuente: Teps Group

Eslabones del suministro de GLP



Fuente: Teps Group

Anexo 3

Diferencias físico-químicas del gas natural y el GLP.

Tabla 1

Propiedad	Gas natural	GLP
Composición	90% Metano	60% Propano 40% Butano
Fórmula química	CH ₄	C ₄ H ₁₀ C ₃ H ₈
Gravedad específica	0,60	2,05 1,56
Poder calorífico	9 200 kcal/m ³ (**)	22 244 Kcal/m ³ 6 595 Kcal/lt 11 739 Kcal/Kilo
Presión de suministro	21 mbar (***)	50 mbar
Estado físico	Gaseoso sin límite de compresión Líquido a -160°C y a presión atmosférica	Líquido a 20°C con presión manométrica de 2.5 bar
Color/olor	Incoloro/Inodoro	Incoloro/Inodoro

(*) Corresponde a características predominantes de ambos combustibles.

(**) Kcal/m³: Kilocalorías por m³ = 4,18684 x 10³ J/m³.

(***) mbar (milibar): milésima parte del bar.

Fuente: Elaboración propia.

Masificación del gas natural en el Perú

Masificar el gas natural no significa simplemente aumentar el volumen del gas que se consume en el país sino llevar sus beneficios a toda la población. En el Perú de hoy, unos pocos miles los consumidores residenciales, algunos clientes industriales y, predominantemente, los generadores eléctricos son los que aprovechan las ventajas del gas natural.

Esta situación obliga a desarrollar lo más rápido posible la *masificación del gas natural* para llevar este combustible al mayor número de consumidores residenciales y de GNV, y así liberarnos del GLP y la leña. Del primero, porque su precio sigue la evolución del precio del petróleo con repercusiones negativas en el mercado nacional; y de la segunda, porque su empleo origina daños ecológicos y transtornos climáticos.

Esta publicación recoge las experiencias de todo lo hecho hasta ahora y propone una vía para acelerar la *masificación del gas natural en el Perú*.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
División de Gas Natural