



LA INDUSTRIA DEL **GAS NATURAL** EN EL PERÚ

A DIEZ AÑOS DEL PROYECTO CAMISEA

TÍTULO

La industria del gas natural en el Perú.

A diez años del Proyecto Camisea

© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería,
Osinerghmin, 2014
Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-47350-3-5

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:
N° 2017-02210

Impreso en el Perú. Printed in Perú
Tiraje: 110 ejemplares

Impreso en: GRÁFICA BIBLIOS S.A.
Jr. Morococha 152 Surquillo
Lima, Perú

Primera edición: agosto 2014
Tercera edición: febrero 2017
Impresión: marzo 2017

EDITORES

Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco, Presidente del Consejo Directivo de Osinerghmin

Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinerghmin

Arturo Leonardo Vásquez Cordano, Gerente de Estudios Económicos de Osinerghmin (Editor General en Jefe)

Raúl Lizardo García Carpio, Coordinador Técnico de Análisis Regulatorio de Estudios Económicos de Osinerghmin

COLABORADORES

Oficina de Estudios Económicos (OEE). Equipo de redactores: Carlos Alberto Miranda Velásquez / Carlos Renato Salazar Ríos / José Gregorio Aurazo Iglesias / Christian Kenyo Julca Sánchez / Daphne Tiffany Esquivel Barreno. **Revisión:** Víctor Zurita / Ricardo De la Cruz / Carlo Vilches / Clelia Bandini / Francisco Coello / Alexander Huanca / Guillermo Tesén / Carolina Ferreyra / Alexander Carrillo.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART): Miguel Juan Révolo Acevedo / Óscar Alfredo Echegaray Pacheco / Michael Antonio Molerós Cuestas / Edison Álex Chávez Huaman / Raúl Edgardo Montoya Benites / Víctor Manuel Ormeño Salcedo.

Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN): Víctor Manuel Fernández Guzmán / José Augusto Chirinos Cubas / Elizabeth Rodríguez Armas / Máximo Walter Cárdenas Arbieto / Aldo Gonzales Oré / Carlos Augusto Villalobos Dulanto / Hugo Alfonso Talavera Herrera. **Suministro de fotos:** Gissella Scaramutti / Cesar Túpac / Carlos Villalobos / Julio Ezequiel.

Oficina del proyecto Fondo de Inclusión Social Energético (FISE): Víctor Murillo Huamán / Erick García Portugal / Noel Ñiquen Neciosup / Víctor Escobar Merma.

Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos, Junta de Apelaciones y Reclamos de Usuarios (STOR-JARU): Carlos Luján Carrán / Henry Miranda Molina / Erick Ivkovic del Pozo.

Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL). Jorge Humberto Villar Valladares.

EDICIÓN DE ESTILO Y DISEÑO: Carlos Alberto Miranda Velásquez, Coordinación / Paola Miglio, Edición de estilo / Dora Ipanaqué, Diseño / Rosana Calvi, Corrección.

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de Osinerghmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en esta publicación es propiedad de Osinerghmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar la publicación como Tamayo, Jesús; Salvador, Julio; Vásquez, Arturo; y García Raúl (Editores) (2014). La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea. Osinerghmin. Lima-Perú.

Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Esta publicación no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.



Foto: Vista panorámica de la planta de separación de gas natural Malvinas, Cusco-Perú.



Fuente: shutterstock



Fuente: shutterstock

Contenido

01 PERFIL DE LA INDUSTRIA Características económicas y Técnicas	26
02 RADIOGRAFÍA El gas natural en el mundo	38
03 PRIMEROS PASOS El gas natural en el Perú	52
04 EMPORIO DE ENERGÍA Proyecto Camisea	64
05 REGLAS DE JUEGO Marco regulatorio de la industria	90
06 EN BUSCA DEL EQUILIBRIO Supervisión y fiscalización de la industria del gas natural y atención de reclamos	114
07 RESPUESTA DEL MERCADO Evolución en el Perú	128
08 TESORO EN EXPANSIÓN Consumo de gas natural en el Perú	142
09 GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA Proyecto de exportación de gas natural licuefactado	156
10 HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA Impactos del Proyecto Camisea	170
11 BUENOS PRONÓSTICOS Proyectos de gas natural y retos afuturo	208

PRÓLOGO	12
INTRODUCCIÓN	16
1. PERFIL DE LA INDUSTRIA	26
Características económicas y técnicas	
1.1. Organización industrial	30
1.2. El gas natural y sus usos	32
1.3. Transporte del gas natural	34
2. RADIOGRAFÍA	38
El gas natural en el mundo	
2.1. Estados Unidos	43
2.2. Europa	44
2.3. Asia	47
2.4. Reservas probadas de gas natural	47
2.5. Producción y consumo de gas natural	48
2.6. Comercio de gas natural: principales flujos comerciales	49
2.7. Matriz energética en el planeta	50
2.8. El gas de esquisto (<i>shale gas</i>)	51
3. PRIMEROS PASOS	52
El gas natural en el Perú	
3.1. Yacimiento de Aguaytía	56
3.2. Yacimientos de la Costa y el Zócalo Norte	60
4. EMPORIO DE ENERGÍA	64
Proyecto camisea	
4.1. Descubrimiento y primeras negociaciones	68
4.2. Diseño y entrega de la concesión	69
4.3. Magnitud de los recursos de gas natural y líquidos de gas natural	78
4.4. Producción fiscalizada de gas natural y líquidos de gas natural	86
5. REGLAS DE JUEGO	90
Marco regulatorio de la industria	
5.1. Principales instituciones responsables del marco normativo y regulatorio	95
5.2. Regulación de precios en la industria	97
5.3. Mecanismos regulatorios para el desarrollo del Proyecto Camisea	108
6. EN BUSCA DEL EQUILIBRIO	114
Supervisión y fiscalización de la industria del gas natural y atención de reclamos	
6.1. Supervisión en la industria de gas natural	118
6.2. Supervisión en el Proyecto Camisea	120
6.3. Atención de reclamos de usuarios residenciales de gas natural	125

7. RESPUESTA DEL MERCADO	128
Evolución en el Perú	
7.1. Evolución de la demanda por tipo de cliente	132
7.2. Evolución de la demanda de gas natural vehicular	134
7.3. Evolución de la demanda de gas natural residencial	134
8. TESORO EN EXPANSIÓN	142
Consumo de gas natural en el Perú	
8.1. Medidas para la expansión del consumo	146
8.2. El FISE y su contribución al acceso de energía de las poblaciones	152
9. GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA	156
Proyecto de exportación de gas natural licuefactado	
9.1. El mercado mundial de gas natural licuefactado: exportaciones e importaciones	160
9.2. El proyecto de exportación de Perú LNG	161
10. HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA	170
Impactos del Proyecto Camisea	
10.1. Impacto económico en el sector privado	174
10.2. Impacto económico en el sector público: Impuesto a la Renta y regalías	190
10.3. Impacto económico en el sector externo: balanza comercial de hidrocarburos	194
10.4. Síntesis del impacto económico del Proyecto Camisea	197
10.5. Impactos en la mitigación del CO ₂	199
10.6. Síntesis del impacto en la mitigación del CO ₂	204
11. BUENOS PRONÓSTICOS	208
Proyectos de gas natural y retos a futuro	
11.1. Proyectos para la expansión del gas natural	213
11.2. Otros proyectos para la expansión del gas natural	217
11.3. Proyecto de mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano	219
11.4. Proyectos de la petroquímica en el Perú	221
11.5. Retos a futuro	226
CONCLUSIONES	236
NOTAS	242
BIBLIOGRAFÍA	254
GLOSARIO	264



PRÓLOGO



Durante los últimos 10 años, Perú viene siendo testigo de uno de los mayores eventos en la historia económica y del sector energético del país: el desarrollo de la industria del gas natural.

La entrada en operación del Proyecto Camisea (agosto 2004) y la promulgación de un marco regulatorio promotor de la industria del gas natural (fines de los noventa) fueron hitos históricos que han generado una transformación dramática: la reconfiguración y diversificación de la matriz energética primaria del país, en particular del sector eléctrico. Esto ha mejorado la balanza comercial de hidrocarburos y creado oportunidades para que los hogares peruanos y sectores económicos, como la industria y el comercio, se beneficien de un combustible limpio y de bajo costo.

El reconocimiento de la relevancia de la industria del gas natural en el Perú en los últimos 10 años y, en particular, la trascendencia del Proyecto Camisea para la economía peruana, motivaron el presente libro. Aquí se plantea una revisión de la evolución histórica de la industria del gas natural y un balance de los aspectos económicos y regulatorios que caracterizan a su industria.

El libro pretende ser también de utilidad para lectores no necesariamente especializados en el sector, pero que quieren tener una visión didáctica del desarrollo de la industria del gas natural. Así, comenzamos por el análisis de las características económicas de la industria del gas natural y el desarrollo de su mercado en el mundo. Luego, se describen la industria del gas natural en el Perú antes y después del Proyecto Camisea y la evolución del marco regulatorio que estableció mecanismos para promover el desarrollo de la industria. Se abarca desde el sistema de adelantos por garantía de red principal (Ley N° 27133), pasando por el sistema de remuneración de la infraestructura mediante el cálculo de tarifas que reconocen los costos medios de los servicios de transporte y distribución y los mecanismos de supervisión de la seguridad industrial de la infraestructura, hasta la promoción del desarrollo de un sistema de transporte de ductos y gasoductos virtuales que permitiera masificar el consumo de gas natural a nivel nacional (Ley N° 29969).

Se explica también el rol que ha tenido el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinermin) como agencia reguladora, supervisora y fiscalizadora de la industria del gas natural en el Perú. A lo largo de 10 años, esta institución ha garantizado la aplicación de un marco regulatorio estable, transparente y predecible para las inversiones en el sector, así como para los usuarios del servicio público de gas natural.

No se dejan de analizar los impactos económicos generados por la industria del gas natural del Proyecto Camisea en la economía peruana. Asimismo, se evalúa cómo su entrada en operación habría permitido mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero (en particular CO₂) al sustituir hidrocarburos (diésel 2, las gasolinas y los petróleos residuales) por un combustible menos contaminante como el gas natural en la generación eléctrica, el sector industrial y el transporte vehicular. En este sentido, se muestra evidencia de la contribución del Proyecto Camisea al alcance del objetivo internacional de combatir los efectos del cambio climático y mejorar

la calidad ambiental. Finalmente, se debate sobre la importancia de los nuevos proyectos relacionados a la industria del gas natural.

El lector podrá constatar a lo largo del libro que la industria del gas natural en el Perú se ha visto influenciada por los cambios en su marco legal y regulatorio, los cuales han buscado aprovechar los nuevos desarrollos en la industria. Dentro de estos figuran la exportación del gas natural licuado y la expansión en los últimos años del consumo del gas natural por parte de más usuarios industriales, vehiculares y residenciales, así como generadores eléctricos. Este proceso condujo a la implementación de nuevas tecnologías para transportar y usar el gas natural, y ha generado el surgimiento de nuevos agentes en el sector. En paralelo, además de la experiencia acumulada en la supervisión del proyecto inicial, se ha hecho necesario crear mecanismos adecuados de supervisión y fiscalización de las diferentes actividades de la industria, para así mantener la seguridad y calidad del suministro, y el cuidado del medio ambiente.

En resumen, **La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea** busca ser una referencia para realizar un balance de los logros alcanzados en la industria del gas natural en el Perú y ser una fuente para identificar las lecciones aprendidas y los retos futuros. Entre estos se pueden mencionar la expansión del gas natural en el interior del país por medio de gas natural comprimido y licuado, el acceso universal a este energético como una herramienta de lucha contra la pobreza, la necesidad de disminuir el tiempo de demora entre la conexión de gas natural a un cliente residencial y la habilitación del suministro del servicio, el desarrollo de la industria petroquímica relacionada a la reciente concesión del Gasoducto Sur Peruano y la exportación de gas natural licuado en un contexto internacional de incremento de los flujos comerciales mundiales de gas natural.

Jesús Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo
Editor
Osinermin

Julio Salvador Jácome
Gerente General
Editor
Osinermin



INTRODUCCIÓN



Fuente: Shutterstock



Fuente: Shutterstock



Fuente: Shutterstock

Desde fines del siglo XX, el mundo ha experimentado una serie de cambios dramáticos que han reconfigurado el panorama económico global: la mejora de las comunicaciones y la informática, la globalización de las transacciones económicas y comerciales y la creciente confianza en el comercio. Internacional para promover el desarrollo económico, la diversificación geográfica de la producción de los recursos naturales y de los productos manufacturados, así como la consolidación de grandes empresas transnacionales y la implementación de reformas estructurales para liberalizar las economías en transición.

Esto ha contribuido a impulsar los procesos de desarrollo en países como India, China, Rusia, las naciones del sudeste asiático y Europa del Este, así como en las economías emergentes de Latinoamérica (Brasil, Chile, Colombia y Perú).

Como consecuencia de este proceso, la demanda de materias primas y recursos energéticos (petróleo y gas natural) ha crecido sostenidamente a tasas superiores a 8% promedio anual entre 1990 y 2013¹. De esta manera se sustenta la expansión acelerada de las actividades productivas y su industrialización, la modernización económica debido al avance de los mercados, así como los procesos de migración del campo a la ciudad y la consecuente explosión del fenómeno de urbanización en las economías en desarrollo.

El aumento de la demanda de energía ha estimulado la ejecución de diversos proyectos de inversión para el descubrimiento y explotación de nuevas reservas de petróleo y gas natural, así como para expandir la disponibilidad de las reservas existentes en diferentes jurisdicciones, ricas en recursos naturales energéticos (Sudamérica, África, Canadá, el sudeste asiático, Australia y Estados Unidos).

Recientemente, el gas natural ha cobrado una notoria importancia en el panorama energético mundial debido al descubrimiento de masivas reservas no convencionales de gas en depósitos conocidos como “esquistos” (*shale gas*, por su

denominación en inglés). En ellas también se están desarrollando grandes proyectos de inversión para disponer de gas natural en Estados Unidos y los mercados de exportación. De acuerdo con la Agencia Internacional de la Energía², la revolución del *shale gas* puede generar en los próximos 30 años lo que se conoce como la “edad dorada del gas natural”. Según los expertos, esto permitiría una transición ordenada desde el uso de las energías fósiles hacia las energías renovables. Sin duda alguna, el gas natural será una de las fuentes que va a liderar el desarrollo energético mundial en las próximas décadas y llamar la atención de grandes inversionistas del sector.

El Perú no ha sido ajeno a esta tendencia global. A principios de la década de los ochenta, se descubrió uno de los yacimientos con mayor potencial gasífero en la zona sudamericana, el campo de Camisea (en la Selva Sur de la región Cusco). Su desarrollo era de vital importancia para el Perú, pues permitiría revertir el déficit de abastecimiento energético que se experimentaba en esa época por el declive de la producción de petróleo y el deterioro en la operatividad de su industria (Perú atravesó una fuerte crisis a fines de los ochenta).

Sin embargo, el desarrollo de este yacimiento tuvo retrasos por los cambios políticos, consecuencia de las reformas liberales de la década de los noventa, y por la dilatación de las negociaciones entre las empresas internacionales petroleras interesadas y el



“ El gas natural ha sustituido al petróleo y a la hidráulica en la matriz energética del sector eléctrico peruano. De esta manera se han diversificado las fuentes de energía y se ha podido incrementar la eficiencia. ”

Estado peruano. Las discrepancias se debían a los riesgos para la rentabilidad privada y al sistema tributario aplicable y social del Proyecto Camisea, por la incertidumbre sobre la demanda interna de gas en el Perú, la falta de acuerdo sobre la estructura industrial de la explotación del gas natural para viabilizar la comerciabilidad de las reservas del campo de Camisea, así como la posibilidad de exportar el gas natural al extranjero para acelerar la monetización de las reservas.

Finalmente, en el año 2000, luego de la promulgación de normas legales específicas que promovieron la inversión en la industria del gas natural (se otorgaron garantías y salvaguardas para los inversionistas), el Estado peruano llevó a cabo las licitaciones internacionales para dar en concesión el desarrollo de las actividades de explotación del Lote 88 (el principal bloque del yacimiento Camisea) a distintos operadores privados, así como

las actividades de transporte y distribución por red de ductos del gas natural, lo que a partir de entonces se denominó el Proyecto Camisea. Perú esperó cuatro años luego de la adjudicación (hasta agosto de 2004) para su puesta en operación comercial. Durante este tiempo se realizaron estudios de ingeniería, el desarrollo y la construcción de la infraestructura para transformar las reservas de Camisea en una fuente de energía comerciable y disponible para abastecer a la economía nacional.

Es entonces que comienza una revolución dramática de la industria energética en el país. El gas natural de Camisea ha sido la fuente clave de energía para sostener el crecimiento de la economía peruana (tasas por encima de 6% promedio anual) en los últimos 10 años. Un avance que es consecuencia del *boom* de las materias primas ocurrido en la última década, la modernización de la economía peruana por su inserción en la economía global y las reformas

estructurales de mercado aplicadas en los últimos años. Los principales beneficiarios del gas de Camisea han sido los usuarios del servicio público de energía eléctrica, quienes han gozado de tarifas más baratas y una fuente de electricidad estable. El desarrollo de las redes de distribución de gas natural físicas, como aquellas que usan camiones cisterna en todo el país (conocidas como “transporte virtual”), permitirá que en menos de cinco años, cerca de medio millón de hogares dispongan en sus casas suministros continuos de gas natural.

El gas natural ha sustituido al petróleo (una fuente fósil cara y muy volátil en su cotización internacional) y a la fuerza hidráulica (sujeta a las variaciones climáticas que afectan al país, como el Fenómeno del Niño) en la matriz energética del sector eléctrico peruano. De esta manera se han diversificado las fuentes de energía que consumen las centrales de generación eléctrica y se ha podido incrementar

la eficiencia en la producción de electricidad mediante la introducción de la tecnología de generación de ciclo combinado a gas natural. Esto ha contribuido a elevar la competitividad del aparato productivo peruano al reducir los costos de la electricidad en relación a otros países de la región. Camisea también ha puesto a disposición gas natural para la producción industrial y las actividades comerciales, permitiendo que se genere un mejor entorno de negocios y que se abaraten los productos en el mercado interno.

El desarrollo de la industria de exportación de gas natural mediante su licuefacción criogénica ha constituido al Perú como el primer exportador de la región sudamericana de esta fuente de energía. Al generar así una fuente de demanda adicional a la interna, se estimula un mayor esfuerzo de exploración en la región de Camisea y se canalizan inversiones

Fuente: Shutterstock



que garantizarán mayor disponibilidad de reservas para satisfacer las necesidades energéticas del país. La tecnología de la licuefacción permitirá un sistema de seguridad para garantizar el abastecimiento de energía a todo el Perú, basado en el almacenamiento del gas en tanques criogénicos. Además, se contará con gas natural licuado para abastecer el sistema de transporte virtual a las redes de distribución en el interior del país.

La incorporación del gas natural en la matriz energética peruana ha contribuido a mitigar la generación de emisiones de gases de efecto invernadero, en particular el dióxido de carbono (CO₂), puesto que el sector industrial, la generación eléctrica, el transporte vehicular, las empresas y agentes económicos han sustituido combustibles como diésel 2, gasolinas y petróleos residuales por un combustible más barato y menos contaminante como el gas natural. Esta mitigación

de emisiones de los últimos 10 años ha permitido que el Perú contribuya de manera significativa en la lucha mundial contra el cambio climático y la preservación de la calidad ambiental.

Osinerghmin ha cumplido un rol gravitante en la industria del gas natural en los últimos 10 años. Mediante el ejercicio autónomo de sus facultades reguladoras y supervisoras en el sector energía, ha brindado a esta industria reglas claras y una supervisión eficaz en materia de seguridad industrial y control de calidad. Asimismo, ha regulado tarifas eficientes que reconocen los costos de las inversiones de las empresas concesionarias (brindando una rentabilidad razonable para los proyectos de inversión en el sector), y ha fijado precios competitivos y aplicado incentivos que han puesto el gas natural al alcance del sector eléctrico, la industria manufacturera y las grandes mayorías. Por otro lado,

Osinerghmin es el garante de las inversiones, al cumplir su función de ejecutor público de las normas aplicables a la industria del gas natural, reduciendo la discrecionalidad de la administración pública en el sector y atendiendo los reclamos de los usuarios del servicio público de gas. Este rol se cumple con transparencia, autonomía y alta calidad técnica.

Hace 10 años Osinerghmin publicó la primera edición del documento de trabajo **La industria del gas natural en el Perú**, así como otros documentos sobre el Proyecto Camisea y su impacto económico³, con el objetivo de explicar a la población los alcances económicos y regulatorios de este importante proyecto para el Perú. En esta ocasión, Osinerghmin edita el libro **La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea**, como una continuación de esta tradición de gestión del conocimiento sobre temas del sector energético, y un reconocimiento a la importancia de la primera década de este proyecto para la economía peruana. Este libro busca brindar un recuento de los acontecimientos recientes en la industria del gas natural y realizar un balance de las contribuciones de la industria, especialmente del Proyecto Camisea, en la economía peruana en los últimos 10 años. Para ello, se analiza la evolución de los impactos económicos de la industria del gas natural y se explica cómo evolucionaron la regulación y supervisión de la industria por parte de Osinerghmin. Además, se evalúan las perspectivas futuras del sector.

Con el objetivo de poner a disposición de los lectores información que complementa el contenido principal de la presente publicación, se adjunta un anexo digital en un disco compacto. El lector podrá encontrar cuadros, tablas e ilustraciones que brindan información adicional y detalles de carácter técnico, económico y cuantitativo sobre el material expuesto en cada capítulo.

El presente libro es el resultado del esfuerzo de un equipo multidisciplinario perteneciente a las diferentes áreas de

Osinerghmin. La Oficina de Estudios Económicos (OEE) fue la encargada de coordinar su elaboración, habiendo recibido la activa participación de los equipos de trabajo de la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART), la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN), la Oficina del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), la Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos (STOR), la Junta de Apelaciones y Reclamos de Usuarios (JARU) y la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL), cuyos integrantes se detallan en los créditos de este libro. A este valioso equipo le brindamos nuestro agradecimiento por su esfuerzo decidido, el cual esperamos contribuya al mejor entendimiento del desarrollo de la industria del gas natural en el Perú y se constituya en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre la materia.

Arturo Leonardo Vásquez Cordano
Gerente de Estudios Económicos
Editor General en Jefe
Osinerghmin

01

PERFIL DE LA INDUSTRIA

CARACTERÍSTICAS ECONÓMICAS Y TÉCNICAS



PERFIL DE LA INDUSTRIA

Características económicas y técnicas

El presente capítulo brinda un panorama general sobre las principales características económicas y técnicas de la industria del gas natural (GN) y sus actividades. Asimismo, toca temas relacionados a los usos del GN y sus modalidades de transporte.

PERFIL DE LA INDUSTRIA

Características económicas y técnicas

En países con una industria de gas natural incipiente, se requiere de mayor intervención estatal en la promoción de la industria, debido a los considerables montos de inversión involucrados en las diferentes actividades. Dado sus características económicas, cada etapa recibe un tratamiento regulatorio diferente.

ORGANIZACIÓN INDUSTRIAL

Por lo general, la industria del GN comprende cinco actividades: exploración, explotación, transporte, distribución y comercialización. Tradicionalmente, el traslado del GN de un punto a otro se realiza mediante redes de suministro o ductos, diseñados para atender a una diversidad de usuarios. Estas redes son exclusivas para abastecer de GN vía conexiones domiciliarias a nivel residencial o mediante enlaces a la red principal de distribución para el abastecimiento de la industria⁴ (ver **ilustración 1-1**).

Las primeras cuatro actividades mencionadas requieren importantes inversiones para afrontar los costos de instalación de los sistemas de suministro. También se asume una serie de riesgos, tales como el fracaso en la exploración, peligros en el manejo de la seguridad, entre otros. En paralelo, estas inversiones tienen la particularidad de ser irreversibles y específicas al giro del negocio, debido a que no

es posible convertir o trasladar a otros usos la infraestructura instalada, en caso las empresas operadoras abandonen el servicio. Tales inversiones se constituyen en costos hundidos irreversibles, los cuales provocan una asimetría esencial entre las empresas ya establecidas y las potenciales entrantes. Esto se debe a que actúan como si fueran barreras a la entrada⁵, lo cual permite, sobre todo en transporte y distribución, que las empresas disfruten de cierto grado de poder monopólico, por lo que se hace necesaria su regulación.

Otro rasgo característico de esta industria, principalmente en las actividades de transporte y distribución, es la presencia de economías de escala asociadas a la construcción y al empleo de las redes de suministro. Los altos costos de inversión para implementar el sistema y los reducidos costos marginales para interconectar a consumidores adicionales, hacen que la existencia de economías de escala bajo estas condiciones resulte significativa con respecto al

El gas natural es una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente, ya que es la que contiene menos dióxido de carbono (CO₂) y lanza menores emisiones a la atmósfera. Es, además, una energía económica y eficaz, una alternativa segura y versátil y capaz de satisfacer la demanda energética.

Foto: Planta de separación de gas natural Malvinas, Cusco-Perú.



tamaño de la demanda. Esto implica la presencia de subaditividad de costos⁶, característica esencial de los monopolios naturales. Es necesaria su regulación para corregir la falla relacionada al poder de mercado, para así garantizar precio y nivel de producción adecuados, la calidad del servicio, evitar duplicidad innecesaria de infraestructura, corregir problemas distributivos, entre otras funciones (ver **gráfico 1-1**).

El **gráfico 1-1** muestra, como ejemplo, un caso hipotético de la relación que existe entre los

costos medios de transportar y distribuir GN (CMe, en US\$/MPC), la demanda (D) y la cantidad demandada de GN (q, en MMPCD). La explicación de la presencia de economías de escala y subaditividad de costos es la siguiente: para una demanda D₀, el CMe de producir 450 MMPCD es US\$ 0.9 por MPC y a medida que la demanda aumenta hasta D₁, el CMe disminuye hasta US\$ 0.5 por MPC para una cantidad demandada de q₁. Este comportamiento del CMe es conocido como economías de escala. En cambio, si la

demanda aumenta hasta D₃, el CMe aumenta hasta US\$ 0.7 por MPC, por lo que entre D₁ y D₃ ya no habría presencia de economías escala.

Sin embargo, es mejor que solo la empresa A siga produciendo hasta D₂ (menor que D₃), porque puede proveer un bien o servicio al mercado completo a un menor precio del que ofrecerían dos o más empresas (por ejemplo, empresas A y B). Es decir, para una demanda como D₁, el CMe de la empresa A (US\$ 0.5 por MPC) es menor que el CMe de las empresas A y B (US\$

1.4 por MPC), situación que se repite hasta D_2 . Este comportamiento del CMe es conocido como subaditividad de costos o monopolio natural. Caso que no sucedería para una demanda mayor a D_2 , porque para D_3 , el CMe de la empresa A y B (US\$ 0.5 por MPC) es menor que el CMe de solo la empresa A (US\$ 0.7 por MPC). Por lo que para demandas mayores a D_2 se agotaría la subaditividad de costos y sería preferible que se permita el ingreso de más empresas en el mercado del transporte y distribución del GN.

La experiencia internacional en el desarrollo de la industria de GN en países relevantes, como Estados Unidos, sugiere que la intervención estatal mediante la fijación de tarifas debe restringirse solo a los ductos de transporte y distribución, en donde se presentan segmentos de monopolio natural. De este modo, se deja en libertad los precios en boca de pozo. En general,

se considera que la actividad de explotación es competitiva, mientras que en el caso de los ductos de transporte y distribución, la existencia de economías de escala todavía hace necesaria, en muchos casos, una regulación tarifaria.

Por otro lado, en países con una industria incipiente, se requiere de mayor intervención estatal en la promoción de la industria del GN, debido a los considerables montos de inversión involucrados en las diferentes actividades. Es preciso señalar que debido a sus características económicas, cada etapa recibe un tratamiento regulatorio diferente. En el **capítulo 5** se desarrolla en detalle el marco regulatorio de cada una de las actividades de la industria de GN en el país. En resumen, en el Perú se optó por fijar precios máximos en boca de pozo y garantizar a los inversionistas un flujo de ingresos estable a lo largo del tiempo en transporte y distribución (ver **ilustración 1-1**).

EL GAS NATURAL Y SUS USOS

El GN se ha utilizado de dos maneras: como fuente de energía (energético) y como materia prima, como por ejemplo en la industria petroquímica (no energético).

Uso energético

El GN comercial es una mezcla de hidrocarburos simples que se encuentra en estado gaseoso y está compuesta, aproximadamente, por 95% de metano (CH_4), la molécula más simple de los hidrocarburos. Es una de las fuentes de energía más limpias y respetuosas con el medio ambiente, ya que contiene menos dióxido de carbono y produce menores emisiones a la atmósfera. Es, además, económica y eficaz, una alternativa segura y versátil, capaz de satisfacer la demanda energética. Tiene también aplicaciones diversas: cocción de alimentos, calefacción de ambientes, combustibles para

motores de combustión interna, etc.

Por otro lado, el uso de GN incrementará la seguridad en los hogares al reemplazar al GLP, pues no es tóxico ni corrosivo y en caso de fuga, se disipa rápidamente. Asimismo, tiene menos consecuencias mortales, a diferencia del uso de los combustibles sólidos como la leña, residuos de cultivos y bosta (responsable de la muerte prematura de millones de personas en el mundo)⁷. Al no contener azufre ni plomo, su uso representa una disminución de hasta 97%

de emisiones contaminantes con respecto a los combustibles líquidos, lo que favorece el cuidado del medio ambiente.

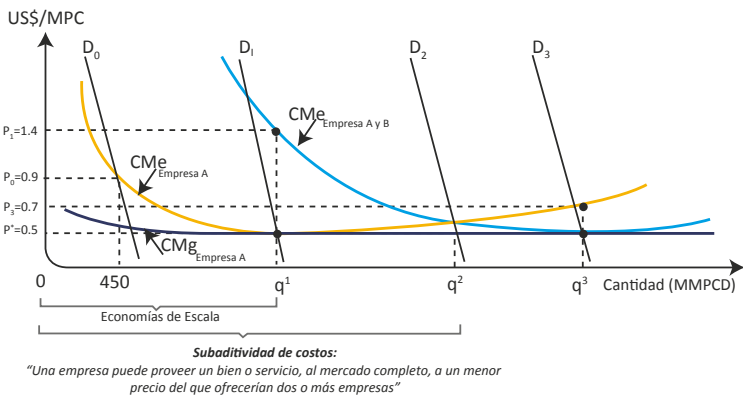
El GN es un combustible económico para la generación de electricidad y reducido impacto ambiental. En el sector industrial, reemplaza ventajosamente a otros combustibles, como el carbón o el querosene, siendo ideal para la industria de la cerámica, cemento, fabricación de vidrio, entre otros, que emplean varios tipos de equipos (hornos, secadores y calderas). También

brinda beneficios al sector residencial, comercial y de transporte, por ser una fuente de energía más barata y menos contaminante, y representa ahorros significativos frente a los combustibles que habitualmente se utilizan en estos sectores (ver **ilustración A.1-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Uso no energético

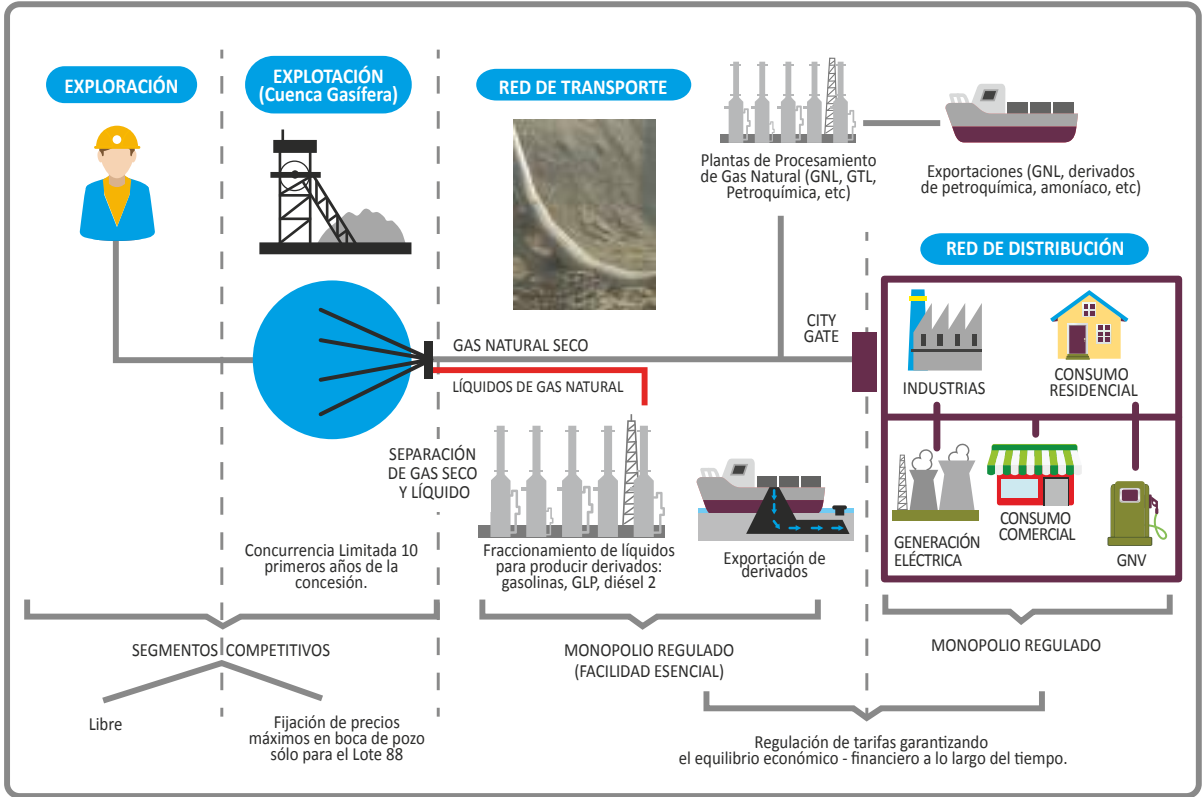
El GN también es utilizado como materia prima en la industria petroquímica y para la producción de amoníaco y urea en la

Gráfico 1-1
Estructura de costos en transporte y distribución de gas natural



Fuente: Baumol, Panzar y Willig (1982) . Elaboración: OEE –Osinergmin.

Ilustración 1-1
Estructura del suministro del gas natural en el Perú



Fuente y elaboración: OEE –Osinergmin.

industria del fertilizante. El metano (principal componente del GN) y el etano constituyen la materia base en procesos fundamentales de la petroquímica (producción de hidrógeno, metanol, amoniaco, acetileno, ácido cianhídrico, etc). Todos estos fabricados se consideran punto de partida para obtener una amplia gama de productos comerciales⁸ (ver **ilustración A.1-2** en el **Anexo Digital** para mayor detalles).

TRANSPORTE DEL GAS NATURAL

Una de las actividades de la industria del GN es el transporte, que permite que la cadena productiva se complete, es decir, que llegue de los pozos de extracción hasta los consumidores finales. El transporte es una facilidad esencial que tradicionalmente ha sido realizada por medio de gasoductos.

No obstante, han surgido modalidades alternativas cuando no se pueden construir ductos entre el

punto de origen y el de destino. A continuación se describen las tres modalidades de transporte utilizadas para el abastecimiento de GN: gasoductos, transporte de gas natural licuefactado (GNL) y gas natural comprimido (GNC).

Gasoductos

Es la forma más conocida y usada de transportar el GN a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3,000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos (tuberías por donde pasa el GN) que se conecta al ducto principal para abastecer a las poblaciones cercanas a su trayectoria. Por ejemplo, en 2012, Estados Unidos fue el principal importador de GN mediante gasoductos con 12% (3 TCF) del total importado. En Europa, Alemania fue el principal importador de GN con 12% (3.1 TCF) del total importado a nivel mundial. Por otro lado, Rusia

es el principal exportador de GN por ductos, exportando aproximadamente la tercera parte del total mundial, 6.6 TCF (26%). Otros importantes exportadores son Noruega y Canadá, los cuales representaron 15.1% (3.8 TCF) y 11.9% (3 TCF) del total exportado, respectivamente⁹.

Transporte del GNC y GNL

Es una modalidad alternativa para cuando no se pueden construir ductos entre el punto de origen y el de destino. El GNC y el GNL pueden ser transportados vía marítima o vía terrestre, pero cada una requiere de infraestructura propia. En el Perú, al sistema de transporte terrestre del GNC y GNL se le llama sistema de transporte virtual del GN.

Las diferentes tecnologías disponibles para el transporte obligan a considerar una serie de factores antes de elegir una forma de transporte. Destacan tanto el volumen como la distancia entre el punto de origen y destino. Ramírez (2012) presenta un ejercicio para analizar la combinación óptima de transporte y modalidad. Así, para una demanda hipotética de 9 MMPCD, la elección de transporte GNC por vía terrestre es la alternativa más eficiente si la distancia es menor a 600 km, mientras que el transporte marítimo de GNL sería la recomendada cuando la distancia supere los 1,500 km (ver **gráfico 1-2**).

Gas Natural Comprimido (GNC)

Esta tecnología permite almacenar el GN a altas presiones, de manera que puede ser transportado en cisternas a las poblaciones que quedan lejos de un gasoducto y cuando no es viable económicamente la

construcción de otro ducto. La presión en la que se debe concentrar el gas varía en cada país; sin embargo, suele estar entre 200 y 250 bar. Los principales procesos de un sistema de transporte y distribución de GNC que moviliza el combustible desde la estación de compresión hasta los consumidores finales (industriales, vehiculares, residenciales y comerciales) son los siguientes:

- Compresión del GN en los módulos de transporte.
- Carga y descarga de módulos de transporte.
- Transporte del gas (en los módulos) hacia el centro de consumo.
- Entrega del GNC a los usuarios, por ejemplo de GNV.
- Retorno de la unidad de transporte a su base de operaciones.

Gas Natural Licuefactado (GNL)

Consiste en el enfriamiento mediante un proceso criogénico a temperaturas cercanas a menos 161°C, hasta el punto en que se condensa en líquido. El volumen obtenido es aproximadamente 600 veces menor que en su forma gaseosa, lo cual hace eficiente su transporte por medio de cisternas. Al igual que el GNC, el uso de la tecnología del GNL es interesante cuando una población está muy alejada del gasoducto y no es económicamente eficiente la construcción de otro ducto exclusivo para su abastecimiento. Por ejemplo, tomar la decisión de realizar el abastecimiento de GNL por transporte marítimo implica la siguiente infraestructura:

- Plantas de criogenización, las cuales enfrían el GN a menos 161°C hasta reducir en 600 veces su volumen y lo convierten en líquido.

- El servicio de buques metaneros, los cuales cuentan con tanques acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura. Uno de estos buques metaneros puede transportar hasta 170,000 metros cúbicos de GNL.
- Plantas regasificadoras en los puertos de destino.
- Muelles de embarque adecuados al calado de los buques y con los sistemas de abastecimiento, entre otros.

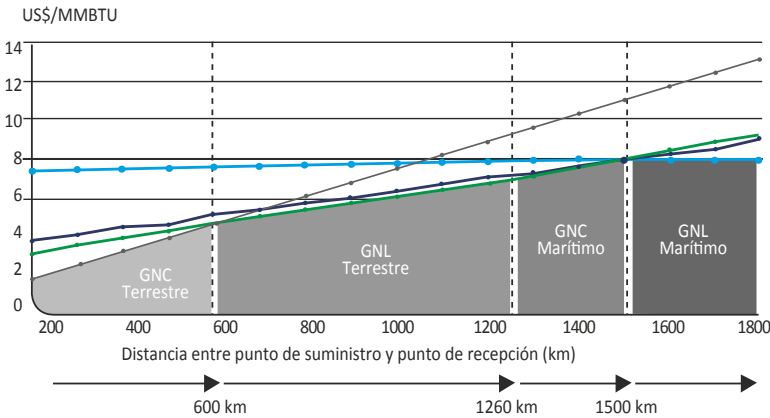
Una vez descritas las características técnico-económicas de la industria de GN, es necesario analizar el desarrollo de esta industria a nivel internacional. En particular, su evolución en diferentes países, con el fin de obtener experiencias provechosas. Cada país ha empleado diferentes mecanismos con el objetivo de promover esta industria y con resultados diferentes. Uno de los más importantes se relaciona con la determinación de los precios. Como se verá en el siguiente capítulo, los países con mayor dinamismo en la industria gasífera son aquellos que han establecido marcadores internacionales para dicho combustible, desvinculándolo de aquellos del petróleo.

Cada país ha empleado diferentes mecanismos para promover la industria del gas natural, con resultados diferentes. Como se verá en el siguiente capítulo, los países con mayor dinamismo en la industria gasífera son aquellos que han establecido marcadores internacionales para dicho combustible, desvinculándolo de los marcadores internacionales del petróleo.

Fuente: Shutterstock.



Gráfico 1-2
Costo medio de tecnologías utilizadas^{1/}



^{1/} Evaluación con una demanda de 9 MMPCD.
Fuente y elaboración: Ramírez, E. (2012).



Fuente: Shutterstock.

“

LA MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PERÚ

La sustitución en la matriz energética ocurrida en nuestro país, que favorece el consumo del gas natural frente a otros tipos de combustibles, significa un progreso importante tanto en el aspecto económico como en el ambiental. En el futuro, nuestro país deberá continuar dicha senda y promover tecnologías más eficientes y limpias. En dicho camino, el Gasoducto Sur Peruano constituye una obra decisiva para el desarrollo del sur del país: permitirá aprovechar una de las áreas más ricas en recursos mineros del mundo, además de consolidar el desarrollo agrícola e industrial de la región. Esta obra es comparable a proyectos que han tenido trascendencia histórica, como el Ferrocarril Mollendo-Arequipa-Puno-Cusco y la Central Hidroeléctrica de Machu Picchu.

Ing. Jesús Francisco Roberto Tamayo Pacheco
Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin

”

02

RADIOGRAFÍA

EL GAS NATURAL EN EL MUNDO



RADIOGRAFÍA

El gas natural en el mundo

La evolución del consumo de gas natural en los últimos años indica que ha empezado a tener una posición cada vez más preponderante con respecto a otros combustibles alternativos, como el petróleo y el carbón.

RADIOGRAFIA

El gas natural en el mundo

La posición cada vez más preponderante del gas natural en el planeta se manifiesta en el desarrollo de mercados *spots* dinámicos formados según factores, como la disponibilidad inicial de recursos naturales y los procesos de reforma llevados a cabo en cada país.

En Estados Unidos, el sistema se ha desarrollado alrededor de un conjunto de *hubs*, en el que la interconexión de los gasoductos permite el flujo de GN de diferentes fuentes y se redistribuye a diferentes lugares. Uno de los principales puntos de interconexión es el Henry Hub, que se ha convertido en la pieza central del sistema de precios de GN y en el referente para el comercio en el mercado de futuros del NYMEX (Vásquez et al. 2013a).

Por otra parte, y a diferencia de los otros países de la Unión Europea, en el Reino Unido se ha desarrollado un punto de negociación hipotético llamado National Balancing Point

(NBP), que como el Henry Hub, ha permitido la creación de mercados de GN más líquidos, desvinculándolos contractualmente del precio del petróleo. En el **gráfico 2-1** se aprecia que el precio del Henry Hub comienza a disociarse de los marcadores internacionales del petróleo desde setiembre de 2008. En la **ilustración 2-1** se pueden ver las principales infraestructuras del mercado de GNL en el mundo.

Según Vásquez et al. (2013a), existe evidencia de cointegración entre los mercados de Europa y Asia, pero no así entre estas regiones y Norteamérica. Ello se debería, en parte, a que en Norteamérica ya se tiene un mercado *spot* de GN, mientras

“
Existe evidencia de cointegración entre los mercados de gas natural de Europa y Asia, pero no entre estas regiones y Norteamérica.
”



Foto: Instalaciones de la planta de separación de gas Malvinas, Cusco-Perú.

que en los otros dos continentes aún son importantes los contratos a largo plazo indexados al precio del petróleo y el comercio mediante ductos (sobre todo en países como Alemania). A continuación se detallan cada uno de estos mercados: Estados Unidos, Europa y Asia (ver **gráfico 2-2** para reservas de gas natural en el planeta).

ESTADOS UNIDOS

La evolución de la industria de GN se podría dividir en cinco etapas:

- a) La era del desarrollo. Comprendida entre 1910 y 1950.
- b) La era de la regulación. Entre los años cincuenta y setenta.
- c) La era de la ineficiencia del mercado. Entre fines de los años setentay mediados de los

ochenta, cuando hubo, entre otras cosas, cortes y precios no guiados por el mercado.

d) La era del ajuste, reestructuración y desregulación. Entre fines de los ochenta y 2010. Caracterizada por la desregulación de precios en boca de pozo, el desarrollo del mercado de futuros y la introducción de comercializadores.

e) La era del fortalecimiento de la regulación. Iniciada a mediados de 2010, a consecuencia del derrame de petróleo en el Golfo de México (atribuido a la reducción de la regulación de la seguridad en el Golfo). Fue el mayor derrame de petróleo en la historia: 4.4 MMBls vertidos en cuatro meses, a razón de 40 a 60 MBPD. Dejó 11 trabajadores muertos y un daño ambiental gigantesco.

En Estados Unidos se produjeron importantes cambios físicos relacionados a un significativo incremento de la capacidad de transporte, desarrollo de alta velocidad de entrega y almacenamiento, de nuevos ductos y mayores interconexiones y una serie de avances tecnológicos. También se registraron cambios en la estructura de la industria, como un mayor énfasis en el fomento de la competencia y regulación ambiental, una paulatina reducción de los operadores de ductos a solo el transporte, acceso abierto a los explotadores para el desarrollo de nueva oferta, desregulación de los precios en boca de pozo y el surgimiento de un mercado secundario donde se transa capacidad de transporte. Como se verá más adelante, es Estados Unidos se ha

desarrollado una inmensa red de ductos para el abastecimiento de su demanda interna, por lo que la mayor parte de sus importaciones de GN es mediante estos. No obstante, también se han desarrollado una serie de plantas de regasificación para importar GNL, principalmente de Trinidad y Tobago.

Los efectos de la reestructuración de la industria fueron el incremento de la competencia en el mercado, la introducción de nuevos agentes como los comercializadores, el desarrollo de Hubs y centros de comercialización, la creación de oportunidades de mercado en base al manejo de riesgos, la adaptación de tecnologías, la mayor orientación al consumidor y nuevas

estrategias de negocios, incluyendo tipos de contratos y la paulatina reducción de transportistas a operadores de redes.

Otro de los efectos de la reestructuración fue el desarrollo de instrumentos financieros (contratos a futuro, *forwards* y derivados). El 3 de abril de 1990 se lanzó en NYMEX el primer contrato de futuros de GN. El punto de entrega de este contrato fue el Henry Hub, donde se interconectan el gasoducto Sabine Pipe Line Co. con otros 12 gasoductos. El éxito de este contrato se debió a la necesidad de cubrir los riesgos de la volatilidad de los precios para las distribuidoras locales y a la ausencia de

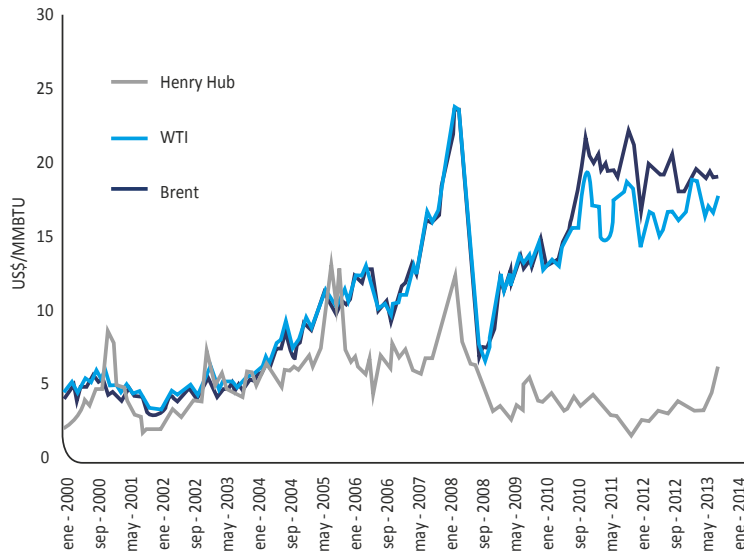
restricciones de capacidad en el punto elegido. Los contratos que toman como referencia este punto permiten gestionar el riesgo por variaciones en los precios entre los puntos de entrega y de salida, en cuanto haya correlación entre los precios de compra y de venta con el precio del Henry Hub. En estos mercados participan no solo comercializadores y productores de GN, sino empresas dedicadas exclusivamente al trading de estos instrumentos financieros.

EUROPA

El continente europeo ha sido abastecido tradicionalmente mediante ductos en lugar de GNL. En 2013, la importación de gas por

Gráfico 2-1

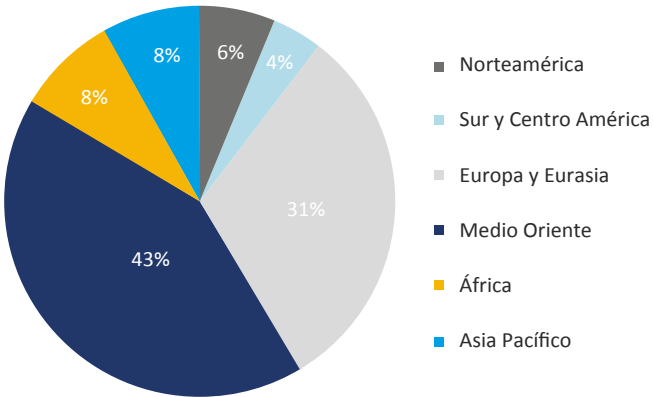
Comparación del Henry Hub y precios del petróleo WTI y Brent, enero 2000-enero 2014



Fuente: EIA. Elaboración: OEE-Osinergmin.

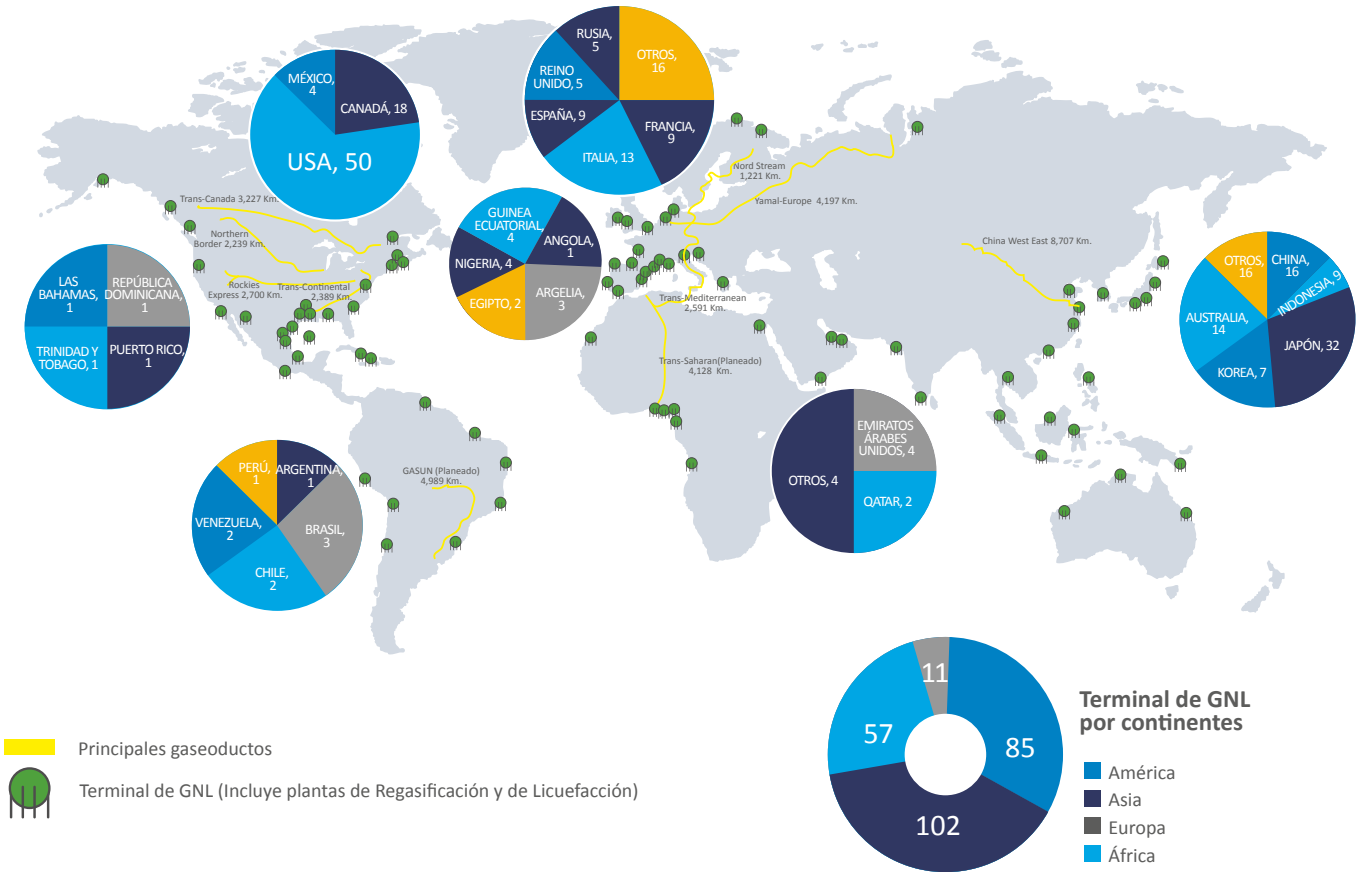
Gráfico 2-2

Reservas probadas de gas natural en el planeta, 2013



Fuente: BP Statistical Review of World. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 2-1
Infraestructura de GNL y principales gasoductos en el planeta, año 2014



Fuentes: Bloomberg, GE's Tchnologist. Elaboración: OEE -Osinergmin.

medio de ductos representó 90.3% del total importado a esa zona. Esto se debió al desplazamiento de grandes redes físicas de ductos en toda Europa, como herramienta de una integración energética interconectada que garantizara el abastecimiento del mercado interno. Este gas entra a Europa principalmente por tres grandes sistemas de gasoductos:

el mayor pasa por Ucrania, el segundo por Bielorrusia y un tercero por Turquía.

En los últimos años se ha dado la construcción del gasoducto europeo del norte, llamado North Stream, el cual permite a Rusia suministrar gas directamente a Europa, por debajo del

Mar Báltico hacia Alemania. Asimismo, existe un proyecto para la construcción del South Stream, que consiste en un gasoducto que aspira a unir Rusia con Bulgaria, y se bifurcará en un ramal al norte (para pasar por Serbia, Rumanía, Hungría y Austria) y uno al sur (pasará por Grecia, con posibilidad de conexión con Italia).



Foto: Planta compresora Chiquintirca, Ayacucho-Perú.

Los mecanismos de comercialización en el continente europeo más utilizados han sido dos: (i) uso del método *netback* para fijar precios y (ii) contratos a largo plazo con grandes volúmenes negociados.

ASIA

Esta región se caracteriza por depender de las importaciones de GN únicamente en forma de GNL, debido a la falta de recursos naturales y a su ubicación geográfica, que no permite la importación mediante ductos.

Para ello, se ha desplazado un considerable número de terminales para el procesamiento del GNL importado.

La industria del GNL se desarrolló en Asia desde los años setenta. Se convirtió en la región más dinámica en cuanto al comercio de este combustible, al punto que incluye al principal importador a nivel mundial, que es Japón, y al principal exportador, que es Qatar.

Por ejemplo, los contratos de compra de GNL firmados por Japón son generalmente negociados por el Ministry of Economy, Trade, and Industry (METI), y debido a los altos costos de capital que implican, tienden a ser a largo plazo (de 20 a 25 años). En algunos casos se incluyen cláusulas *take or pay*, lo que significa que los importadores deben de pagar por el gas así sea consumido o no.

RESERVAS PROBADAS DE GAS NATURAL

El desarrollo continuo de la industria de GN y de las industrias que dependen de ella, necesitará del recurso natural como principal insumo. En ese sentido, un país

puede obtener GN por recursos propios o comercio internacional. A continuación se detalla el nivel de reservas en el mundo por continentes, así como la producción y el consumo a nivel mundial. Asimismo, se analiza el comercio internacional de GN y las nuevas modalidades que tienden a usarse en los flujos internacionales: GNL.

El término “reservas probadas” se refiere a la cantidad de GN que, mediante el análisis de datos geológicos y de ingeniería, se puede estimar con un alto grado de confianza. Pueden ser recuperables comercialmente a partir de una fecha determinada, de yacimientos explorados y bajo la condiciones económicas actuales. Estas reservas, aun siendo limitadas, son muy importantes. Las estimaciones de su dimensión a nivel mundial continúan progresando a medida que se desarrollan nuevas técnicas de exploración y explotación. En el **gráfico 2-2** se muestra la distribución de reservas probadas de GN en el mundo en 2013.

Se observa que la mayor parte de las reservas probadas de GN en el mundo se encuentra en el Medio Oriente (43%). Entre los países que destacan por el gran volumen están Irán (1,193 TCF), Qatar (872 TCF), Arabia Saudita (291 TCF) y Emiratos Árabes Unidos (215 TCF).

La segunda región con mayor cantidad de reservas de este tipo es Europa y Eurasia (31%). Esto se debe a la presencia de dos países con altos volúmenes de reservas: Rusia (1,104 TCF) y Turkmenistán (617 TCF). La tercera región es Asia Pacífico (8%). En esta zona, los países con mayor volumen de reservas probadas son Australia (130 TCF), China (116 TCF) e Indonesia (103 TCF). La cuarta región es África, donde los países con mayor volumen de reservas probadas son Nigeria (179 TCF) y Argelia (159 TCF).

La quinta región es Norteamérica (6%): aquí figura en menor proporción Canadá (71.4 TCF) y en gran medida Estados Unidos (330 TCF).

Latinoamérica (incluido Centroamérica) tiene 4% de las reservas probadas de GN en el mundo. Venezuela posee el mayor volumen (197 TCF), muy superior al del resto de países de esta región.

PRODUCCIÓN Y CONSUMO DE GAS NATURAL

Producción de gas natural en el planeta, 2013

La producción mundial en 2013 fue 3,370 BCM, lo que significó un crecimiento de 0.8% con respecto al año anterior (3,343 BCM). El gráfico 2-3 muestra porcentualmente el nivel de producción en las distintas regiones del planeta.

La principal región productora de GN en el mundo es Europa y Eurasia (31% del total), debido al gran volumen de Rusia (605 BCM) y Noruega (109 BCM). Norteamérica es el segundo mayor productor de GN en el mundo, con 27% del total. Estados Unidos es el principal en la región (688 BCM), seguido por Canadá (155 BCM). La tercera región con mayor producción en el mundo es Medio Oriente (17% del total), destacando Irán (167 BCM), Qatar (159 BCM), y Arabia Saudita (103 BCM). En Asia Pacífico destacan China (117 BCM) e Indonesia (70 BCM). En África, destacan Argelia (79 BCM) y Egipto (56 BCM). Con respecto a Centroamérica y Sudamérica, los que tuvieron mayor producción fueron Trinidad y Tobago (43 BCM) y Venezuela (28 BCM), respectivamente.

Consumo de gas natural en el planeta, 2013

El GN representó 23.7% del consumo de energía primaria a nivel mundial. En 2013, se consumieron 3,348 BCM, un incremento de 1.4% si se compara con el año anterior (3,311 BCM) (ver gráfico 2-4). Las principales regiones que consumen GN en el mundo son Europa y Eurasia (32% del total). Esto se debe a que albergan un gran número de países que lo usan, entre los que destaca Rusia (414 BCM). La segunda región con mayor gasto de GN es Norteamérica (27% del total), donde se ubica el principal consumidor, Estados Unidos (737 BCM, superior en 78% al consumo de Rusia). La tercera región más importante es Asia Pacífico (19% del total), donde destacan China (162 BCM) y Japón (117 BCM). El Medio Oriente es la cuarta región con

Irán (162 BCM) y Arabia Saudita (103 BCM). La quinta región con mayor consumo está formada por América del Sur y Centroamérica: aquí el mayor consumidor es Argentina (48 BCM). En África, Egipto registró el mayor volumen (56 BCM).

COMERCIO DE GAS NATURAL: PRINCIPALES FLUJOS COMERCIALES

En Norteamérica, Estados Unidos fue el país que realizó los mayores flujos comerciales; sin embargo, disminuyó su volumen de exportaciones e importaciones con respecto al año anterior debido al mayor autoabastecimiento. Sus importaciones se realizaron mediante gasoducto, que provino de Canadá. Por GNL, las importaciones provinieron de Trinidad y Tobago. En cuanto a sus exportaciones, sus principales destinos fueron Japón y Argentina (ver cuadro A.2-1 en el Anexo Digital para más detalles).

En Sudamérica y Centroamérica, Trinidad y Tobago presenta el mayor volumen exportado mediante GNL. Sus principales destinos fueron Estados Unidos, Argentina, Brasil y España. Perú viene aumentando el volumen de GNL exportado, con México y España como principales mercados de destino. Finalmente, Bolivia abastece a Brasil y a Argentina por medio de gasoductos.

En cuanto a Europa y Eurasia, el abastecimiento de GN para Alemania se realiza mediante gasoductos que permiten importar desde Noruega, Rusia y Holanda. Es el mayor importador de GN del mundo mediante gasoductos. En tanto, Noruega es netamente exportadora mediante gasoductos. Sus principales destinos son



Foto: Tendido del ducto a las instalaciones marítimas de Melchorita, Lima-Perú.

Alemania, Francia y Reino Unido. Rusia es el mayor exportador vía gasoducto y tiene como principales destinos a Alemania, Italia, Turquía y Ucrania.

En Medio Oriente destaca Qatar con sus exportaciones de GNL. Sus principales destinos son Japón, India, China, Corea del Sur y Reino Unido. En 2013, Medio Oriente fue el mayor exportador de GNL en el mundo. Con respecto a África, Argelia presentó el mayor volumen de exportaciones vía gasoductos, y tuvo como principales destinos Italia y España. Turquía y España enviaron GNL a Francia.

En 2014, en la zona Asia Pacífico, Japón fue el mayor importador de GNL del mundo. Este provenía, principalmente, de Rusia, Qatar, Australia y Malasia. Por otra parte, Corea del Sur presentó volúmenes significativos de importaciones de GNL desde Qatar, Indonesia,

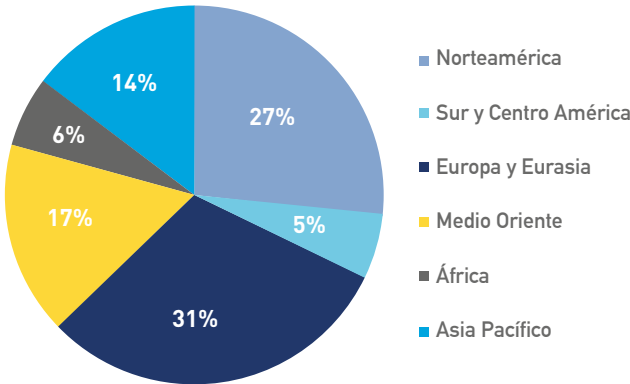
Malasia y Omán. Como se mencionó al inicio de esta sección, que un país pueda contar con una fuente energética como el GN implica, implícitamente, cambios en varios sectores de su economía. Uno de los principales es la transformación de la matriz energética, otorgando competitividad a las centrales de GN frente a otras fuentes de generación térmicas, como el diésel o el carbón. A continuación se describe la matriz energética actual a nivel mundial, enfatizando la importancia del GN.

MATRIZ ENERGÉTICA EN EL PLANETA

La matriz energética mundial ha dependido, en gran medida, del petróleo y el carbón. Como tercera fuente se encontraba el GN. Sin embargo, a diferencia de los primeros combustibles, el GN es mucho menos contaminante, pues tiene menores niveles de dióxido de carbono. Además, es más

Gráfico 2-3

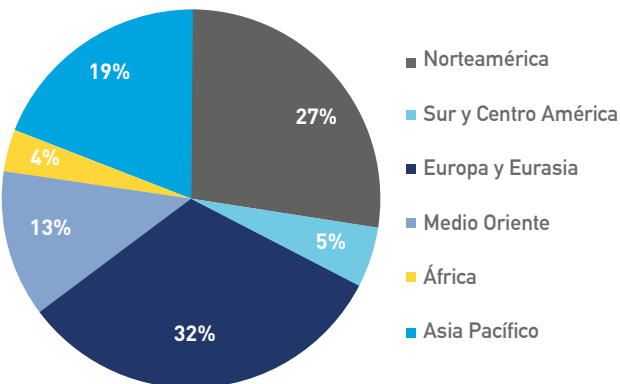
Producción de gas natural en el planeta, 2013



Fuente: BP Statistical Review of World. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 2-4

Consumo de gas natural en el planeta, 2013



Fuente: BP Statistical Review of World. Elaboración: OEE-Osinergmin.

eficiente, pues necesita menos consumo para generar la misma cantidad de energía, de modo que mejora la calidad de productos, la competitividad en la industria y ayuda a la diversificación de la canasta de combustibles. Todo esto minimiza los *shocks* externos del petróleo.

El GN también es eficiente para la generación eléctrica, debido al menor costo variable frente al carbón. Las plantas de gas requieren menos tiempo de construcción que las centrales de generación tradicionales, lo que se suma a las ventajas ya mencionadas.

El **gráfico 2-5** muestra la matriz energética en 2000 y 2013, más una proyección para 2025. Así, la tendencia es que para 2025, el GN represente una cuarta parte de las fuentes de generación de energía, mientras que el petróleo solo 30%. Esto muestra una sustitución de los energéticos debido al objetivo de minimizar shocks

externos, diversificación energética y políticas ambientales a nivel mundial.

EL GAS DE ESQUISTO (SHALE GAS)

Para concluir el segundo capítulo, se ha visto conveniente desarrollar brevemente el significado del gas de esquisto por su implicancia mundial futura en la industria del GN. Dicho combustible modificaría el escenario energético internacional, otorgando mayores ventajas a los países que puedan explotarlo ampliamente.

El *shale gas*, conocido como gas de esquisto o gas pizarra, es una forma de GN que se encuentra atrapada dentro de los esquistos, que son rocas sedimentarias de grano fino. Los grandes avances tecnológicos han permitido que su extracción sea viable económicamente, gracias a la fracturación

hidráulica o *fracking*. Esta técnica consiste en inyectar millones de galones de agua, arena y químicos a elevada presión por debajo de la tierra para así fracturar las rocas y permitir la liberación del gas. Así, se ha logrado la extracción del *shale gas* en grandes cantidades y dado impulso general a la industria y al empleo en países como Estados Unidos (ver **ilustración A.2-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

De acuerdo al Energy Information Administration (EIA, 2011), los países con mayor cantidad de reservas de *shale gas* son China, Argentina y México (ver **gráfico 2-6**). A la fecha, en China se están desarrollando proyectos de exploración de gas de esquisto en conjunto con compañías extranjeras: Shell y Statoil están trabajando con PetroChina, Hess con Sinochem y BP con Sinopec. Otros países con potenciales

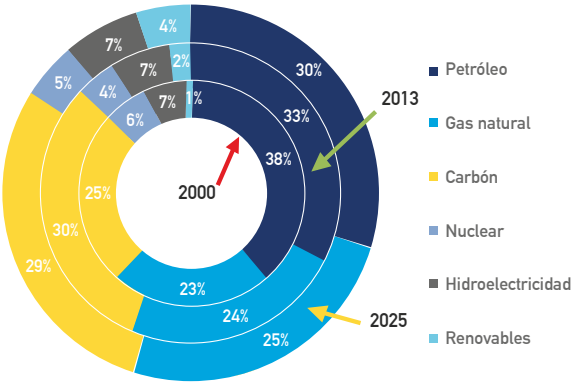
reservas de shale gas son India, Reino Unido y los del este de Europa.

El objetivo del **capítulo 2** ha sido presentar la industria del GN a nivel mundial. El análisis de los mercados mundiales de GN permitirá que el lector sitúe al Perú en el contexto internacional, comparándolo con las grandes potencias de este energético en cuanto a infraestructura de redes y GNL, así como en los flujos comerciales. En efecto, Perú aún presenta una producción y un consumo de GN limitado a escala regional y mundial, lo que implica que tiene un largo camino para desarrollar su industria.



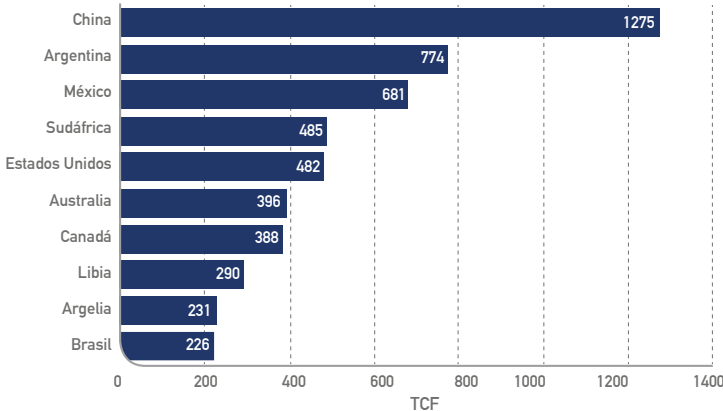
Fuente: Shutterstock

Gráfico 2-5
Matriz energética histórica y proyectada a 2025 en el planeta



Fuente: BP Statistical Review of World. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 2-6
Reservas de Shale Gas en el planeta, 2011



Fuente y elaboración: EIA, 2011.

Los grandes avances tecnológicos han permitido que la extracción del *shale gas* sea viable económicamente, gracias a la fracturación hidráulica o *fracking*.



Fuente: Shutterstock

03

PRIMEROS PASOS

EL GAS NATURAL DEL PERÚ





PRIMEROS PASOS

El gas natural en el Perú

El presente capítulo tiene por objetivo presentar el desarrollo de la industria del gas natural en el Perú antes de la ejecución y operación del Proyecto Camisea.

PRIMEROS PASOS

El gas natural en el Perú

Antes de la ejecución y operación del Proyecto Camisea, la industria del gas natural en el Perú presentaba un limitado desarrollo. Se concentraba en la explotación de dos yacimientos gasíferos: Aguaytía, localizado en la Selva Central, y en el conjunto de yacimientos localizados en la Costa y el zócalo norte del Perú.

YACIMIENTO DE AGUAYTÍA

Ubicado en el Lote 31C (provincia de Curimaná, departamento de Ucayali), aproximadamente a 75 km al oeste de la ciudad de Pucallpa, 77 km al noreste de la ciudad de Aguaytía y a 475 km al noreste de la ciudad de Lima. Cuenta con un área total de 16,630 ha (ver **ilustración 3-1**).

El yacimiento de Aguaytía fue descubierto por la Compañía Mobil Oil Co. en 1961 con el pozo AG-1X, que sería revertido al Estado peruano hasta 1993, cuando se realizó la licitación para la explotación del GN en la zona. El 30 de marzo de 1994 se firmó el contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en el Lote 31-C entre la empresa The Maple Gas Corporation del Perú y Perupetro S.A. El operador inicial del campo de Aguaytía fue Maple Gas Corp. (1994),

que posteriormente cedió el control del proyecto a la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L. (en adelante, Aguaytía Energy) mediante una modificatoria del contrato de licencia firmada el 25 de julio de 1996 (ver **ilustración 3-2**).

Aguaytía entró en operación comercial en julio de 1998, tras una inversión de US\$ 300 millones. Se estimó una duración de las reservas entre 30 y 40 años, por lo que el tiempo de operación se definió en 30 años. A la fecha, Aguaytía Energy cuenta con nueve pozos perforados, de los cuales dos están abandonados (entre ellos el pozo inicial AG-1X), dos son productores de gas, cuatro inyectores de gas y uno es para agua. Sin embargo, el pozo AG-2X, considerado

como pozo inyector de gas, también actúa como productor cuando se requiere.

El Lote 31-C cuenta con reservas probadas de 0.44 TCF de GN y 20 MMBls de LGN. La producción promedio de GN es 70 MMPCD. El procesamiento de GN con condensados es 65 MMPCD de gas seco y 4.4 MBPD de LGN. El fraccionamiento de los LGN es 1.4 MBPD de GLP y 3 MBPD de gasolina natural. La producción fiscalizada promedio, producción demandada, entre el año 2000 y 2013 fue 28 MMPCD de GN y de 2.8 MBPD de LGN (ver **gráfico 3-1**).

El gas extraído del Lote 31-C se trata en la Planta de Procesamiento de Gas de Curimaná, donde se separa en GN



Fuente: Shutterstock

seco y LGN. Seguidamente, los LGN van a la Planta de Fraccionamiento Pucallpa para transformarse en productos de utilidad comercial. El GN se lleva a la Planta Eléctrica Aguaytía y a la Planta de Fraccionamiento (ambas del grupo Aguaytía) para ser utilizado como combustible.

El proyecto cuenta con 124 km de gasoducto y 113 km de poliducto, lo cual permite el transporte de GN seco, GLP y gasolina natural. Los ductos de GN y LGN del sistema de transporte de la empresa Aguaytía parten desde la Planta de Separación de Curimaná hasta la estación de medición Neshuya, ubicada a la altura del km 60 de la carretera Federico Basadre. Desde este punto, el

ducto de LGN se dirige hacia la Planta de Fraccionamiento Pucallpa (Yarinacocha) y se bifurca: un tramo va hacia el oeste, a la Central Térmica de Aguaytía, y el otro tramo hacia la Planta de Fraccionamiento. Asimismo, abastece con GN seco a la Central Termoeléctrica de ciclo simple de Aguaytía (CT Aguaytía), concesionada y operada por Termoselva S. R. L. desde el 1° de mayo de 2001¹⁰. La potencia efectiva de los grupos (TG) 1, 2 y 3 son 78.2, 78.5 y 156.6 MW, respectivamente.

Es preciso señalar que la construcción del gasoducto de Aguaytía a Pucallpa se realizó con el interés básico de alimentar la Central de Yarinacocha (que se mantenía inoperativa). Gracias a ello, el combustible se está utilizando para generar energía

eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Adicionalmente, debido a sus labores de transmisión de energía, el Grupo Energético Aguaytía cuenta con una línea de transmisión de alta tensión operada por la empresa Eteselva, con una línea de 220 KV entre Aguaytía y Paramonga. También tiene un sistema de transporte en camiones cisterna.

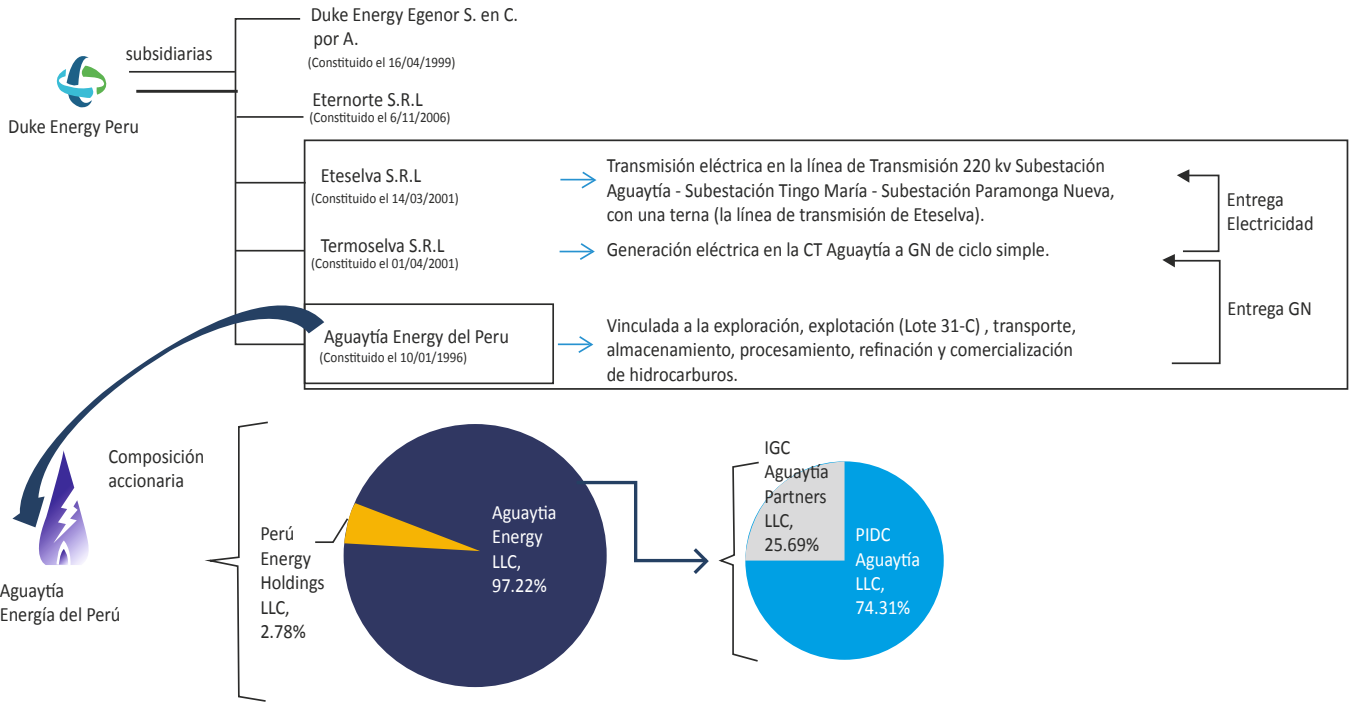
En cuanto a su importancia para la economía del país, Aguaytía participa en las ventas totales de GLP, permitiendo reducir las importaciones de dicho combustible, así como el uso de leña y querosene. La producción de gasolinas naturales conlleva a la de combustibles limpios, solventes y otros productos, mientras que la producción del GN seco se destina a la generación eléctrica.

Ilustración 3-1
Proceso del gas natural de Aguaytía, 2013



Fuente y elaboración: Grupo Energético Aguaytía.

Ilustración 3-2
Composición accionaria de Aguaytía Energy



Fuentes: Memorias anuales de Duke Energy (2012) y Carta de participación en el mercado eléctrico de Termoselva (marzo 2014). Elaboración: OEE-Osinergmin.

De manera similar, Aguaytía genera menores costos de combustibles en Pucallpa, Iquitos y la Sierra Central. Además, es un aporte positivo en la balanza comercial de hidrocarburos y genera menores tarifas eléctricas en Tingo María y Huánuco, lo que posibilita el abastecimiento de energía eléctrica a Pucallpa por medio de la línea de transmisión Aguaytía-Pucallpa (a la fecha en construcción).

YACIMIENTOS DE LA COSTA Y EL ZÓCALO NORTE

Estos yacimientos se encuentran en la cuenca petrolera de los departamentos de Piura y Tumbes. El GN se presenta en la mayoría de reservorios en explotación asociado a la producción de petróleo, por lo cual los costos de producción resultan relativamente bajos.

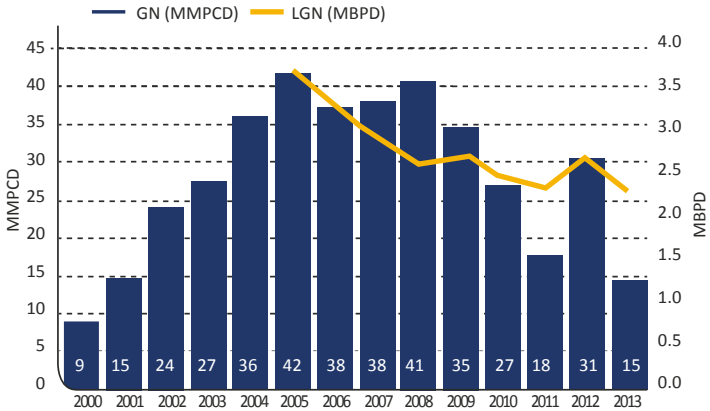
Aunque el potencial energético es importante para ambas regiones, el desarrollo del mercado ha sido limitado. Este se sostiene solo en la producción térmica de electricidad, que a su vez ha estado restringida por la competencia de las centrales hidráulicas (ver **ilustración 3-3**).

Los pozos productores de estos yacimientos se encuentran cerca del área de consumo potencial. Por su cercanía, algunas centrales eléctricas, refinerías, plantas de procesamiento y áreas urbanas utilizan su producción. Sin embargo, los volúmenes de consumo se han mantenido usualmente por debajo de 40 MMPCD, lo que se traduce en una escasez de la demanda, en parte debido a la falta de promoción del uso del GN en las zonas aledañas a nivel residencial, comercial e industrial, y a la falta de inversiones.

Las reservas probadas de hidrocarburos en la zona son pequeñas, lo cual limita las posibilidades de una explotación a gran escala para el abastecimiento del mercado interno regional. Entre 2004 y 2012, las reservas probadas de GN en esta región aumentaron de 0.2 a 1.0 TCF, y el total de reservas (probadas más probables y posibles) aumentó de 1.5 a 2.3 TCF.

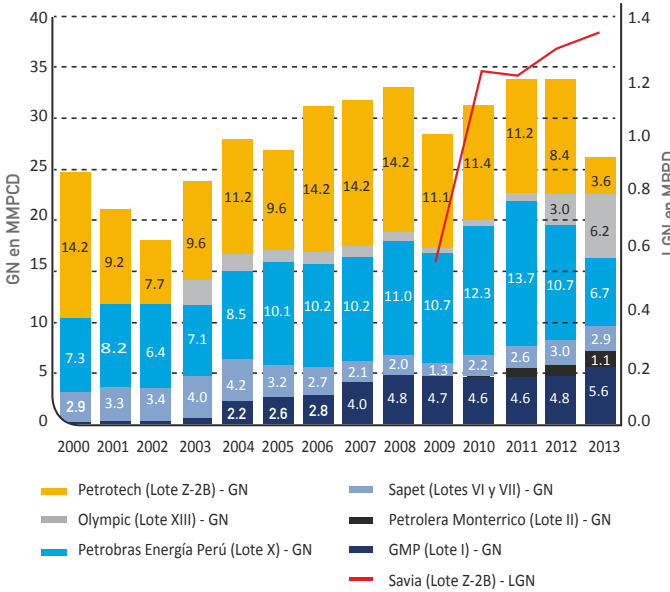
La producción fiscalizada de GN se encuentra repartida entre las compañías GMP (Lote I), Petrolera Monterrico (Lote II), Sapet (Lote VI y VII), Petrobras Energía del Perú (Lote X) y Olympic (Lote XIII) en la zona de la Costa norte y Petrotech (Lote Z-2B) en la zona del zócalo norte.

Gráfico 3-1
Producción fiscalizada de GN y LGN de Aguaytía en el Lote 31-C



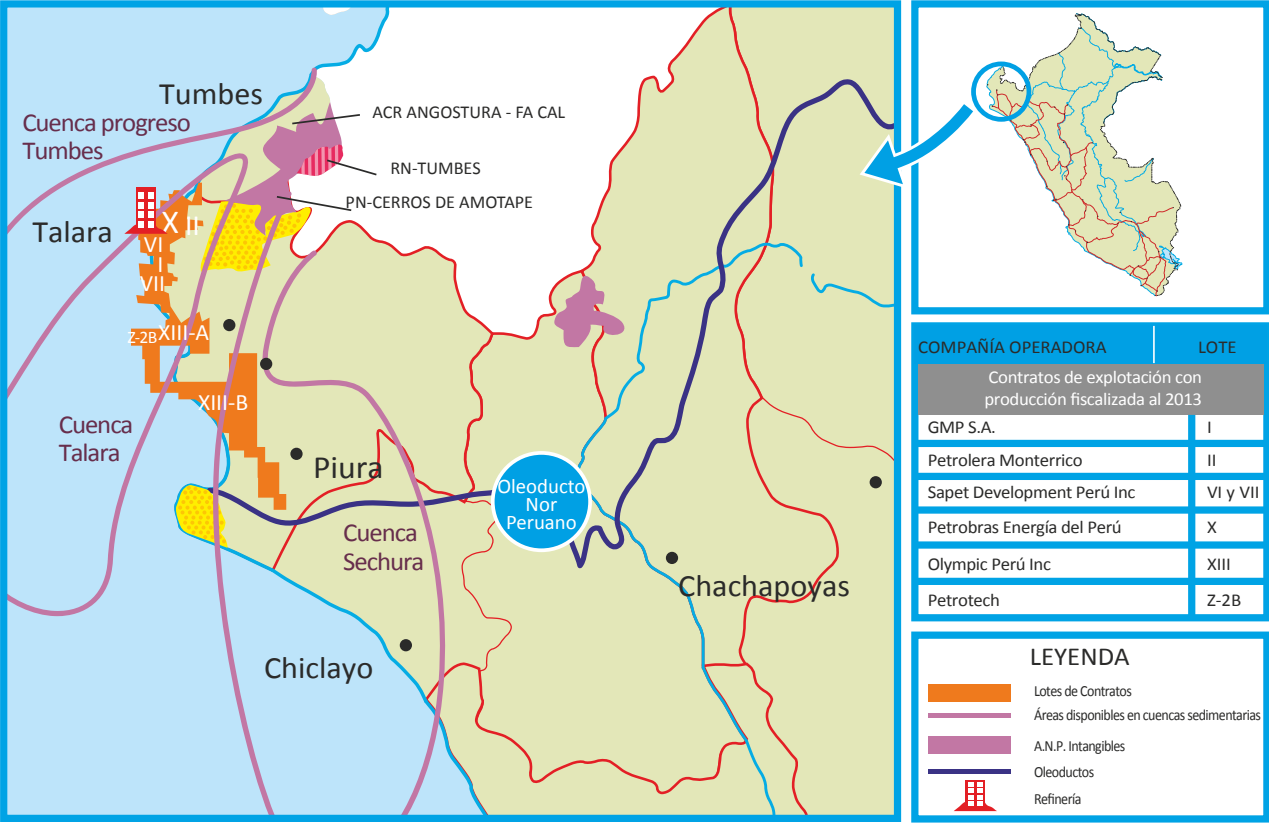
Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 3-2
Producción fiscalizada de GN y LGN de la Costa y el Zócalo norte



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 3-3
Localización geográfica de los yacimientos gasíferos de la Costa y el Zócalo Norte



Fuentes: Perupetro y MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Entre los años 2000 y 2013, la producción fiscalizada promedio de GN fue 28 MMPCD, oscilando entre un mínimo de 18 MMPCD en 2002 y un máximo de 34 MMPCD en 2011; y entre los años 2009 y 2013 la producción fiscalizada promedio de LGN fue 1.1 MBPD, perteneciente a la empresa Savia del Lote Z-2B (ver **gráfico 3-2**).

Una parte importante del gas extraído es reinyectado en los pozos debido a la escasa

demanda de la zona. El principal comprador del GN de estos yacimientos es la Empresa Eléctrica de Piura S.A. (Epsa), propiedad del Grupo Endesa de España. En su planta de secado se obtiene GN seco para alimentar una central termoeléctrica de ciclo simple (Central Termoeléctrica de Malacas de 301.6 MW de potencia efectiva con tres unidades turbo gas, la cual fue puesta en servicio en 1974 y procesa LGN. De este se obtiene GLP y gasolinas que son comercializadas en Piura y Tumbes).

Cabe mencionar que en los últimos cuatro años se ha instalado una estación de compresión de GN en el Lote II, que ha empezado a suministrar GN para abastecimiento a diversas industrias y también a establecimientos de venta de GNV al público ubicados en Piura, Lambayeque y alrededores.

En síntesis, puede señalarse que el bajo desarrollo inicial de la industria del GN en

el Perú se debió a la insuficiente cantidad de reservas probadas, a la localización geográfica de los yacimientos ubicados a distancias considerables de los principales centros de consumo y al reducido tamaño del mercado de este combustible a nivel local. Sin embargo, a futuro cercano se puede prever el desarrollo de proyectos de transporte y distribución de mayor envergadura en esta área de influencia de los reservorios.

Hasta inicios de 2004 se realizaron iniciativas infructuosas para desarrollar la industria del GN en el Perú; al no prosperar, se continuó con la limitada operación de los pozos en el Zócalo y Costa Norte del país. La entrada en operación comercial de Camisea impulsó el desarrollo del sector energético en nuestro país, promoviendo y consolidando la industria peruana del GN y definiendo su horizonte futuro. En general, el Proyecto Camisea se convirtió en el hito más importante en la industria peruana de GN: dinamizó su desarrollo más de lo esperado por medio de la reestructuración de la matriz energética del país. El uso de GN en diferentes sectores económicos posibilitó la obtención de ingresos fiscales por parte del Gobierno Central y los gobiernos locales. Todo esto ha implicado una mejora en la calidad de vida de los peruanos y acceso a una fuente energética eficiente, económica y limpia. En el siguiente capítulo se cuenta la historia del Proyecto Camisea, desde el descubrimiento inicial de reservas en 1981, hasta el desarrollo de las diferentes actividades de la industria.



Fuente: Shutterstock

“

EL PROYECTO CAMISEA

Contribuyó a la atención oportuna de la creciente demanda de energía eléctrica consecuente con el sostenido crecimiento económico del país en los últimos diez años. Pero su impacto también es percibido en los hogares peruanos. El principal beneficio ha sido el ahorro producto de la instalación de redes de gas natural residencial, a través de un mecanismo de promoción que permite el financiamiento de los costos de instalación interna domiciliaria y por derechos de conexión para los hogares de ingreso medio, medio bajo y bajo. Finalmente, hay que mencionar la comodidad del suministro continuo para quienes antes usaban balones de gas licuado de petróleo, cuya reposición era frecuente, y ahora ya no requieren mayor esfuerzo para disponer de gas en casa.

Ing. Carlos Federico Barreda Tamayo
Miembro del Consejo Directivo
de Osinergmin

”

04

EMPORIO DE ENERGÍA

PROYECTO CAMISEA



EMPORIO DE ENERGÍA

Proyecto Camisea

Desde el descubrimiento de las reservas de gas en Camisea hasta el desarrollo actual del proyecto, participaron una serie de empresas especializadas en las distintas etapas.

EMPORIO DE ENERGÍA

Proyecto Camisea

En la exploración y explotación de gas natural (GN) de Camisea se puede mencionar a Shell, que descubrió las reservas en la región de Camisea (1981), y al consorcio Pluspetrol, que a la fecha es el encargado de explotar el Lote 56 y 88.

TGP ha sido la encargada de construir y operar el gasoducto y poliducto desde la zona de Camisea hasta el City Gate en Lurín (transporte de gas natural). Con respecto a la distribución y comercialización, Cálidda es la empresa distribuidora de GN en Lima y El Callao, y Contugas reparte GN en el departamento de Ica. Asimismo, se ha realizado una actividad relacionada a la exportación de GNL, donde Perú LNG es la empresa encargada de la planta de licuefacción en Melchorita.

DESCUBRIMIENTO Y PRIMERAS NEGOCIACIONES

En julio de 1981, la compañía Shell Exploradora y Productora firmó un contrato de operaciones petrolíferas en la Selva sur del Perú, con la finalidad de explorar la existencia de hidrocarburos en los Lotes 38 y 42. Posteriormente, entre los años 1984 y 1988, la compañía descubrió reservas de GN en la

región de Camisea (Cusco), concretamente en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.

A comienzos de la década de los noventa, se suscribió un convenio entre Perupetro y Shell Internacional Petroleum para la evaluación del potencial comercial de las reservas de los tres yacimientos descubiertos. En 1995 se entregó el estudio de factibilidad y en mayo de 1996 se firmó un contrato de licencia por 40 años mediante el cual se otorgaba el derecho a la explotación de los Lotes 88A y 88B al consorcio formado por Shell (42.5%) y Mobil (57.5%) (Campodónico, 1998).

En este contrato, el Estado dejó la ejecución del Proyecto Camisea en manos del consorcio, mostrándose tres etapas claramente delimitadas. En la primera etapa, cuya duración fue de dos años, Shell-Mobil se comprometía a un programa de trabajo que comprendía la perforación de tres pozos



Entre los años 1984 y 1988 Shell descubrió reservas de GN en la región de Camisea (Cusco), concretamente en los yacimientos de San Martín, Cashiriari y Mipaya.



Foto: Tendido del gasoducto a cargo de TGP, Perú.

exploratorios, el reprocesamiento de 250 km de líneas sísmicas y un estudio del mercado de Lima para GN. La finalidad era determinar la factibilidad de desarrollo de dicho mercado y la consiguiente construcción de dos ductos a la Costa central: uno para el transporte del GN y otro para el de los condensados.

La segunda etapa, que tenía una duración de cuatro años y medio, comprendía el desarrollo de los yacimientos, la construcción de una Planta de Separación de Líquidos en Camisea y de los ductos a una zona de la Costa central. También se construiría una Planta de Fraccionamiento y se darían facilidades para el despacho de hidrocarburos. En octubre de 1997, Shell hizo llegar al gobierno el presupuesto de inversión de la segunda fase del proyecto, que ascendió a US\$ 2,476 millones. La tercera etapa comprendía el período desde el final de la segunda etapa hasta cumplir el plazo de 40 años: la explotación. La regalía que recibiría el Estado se determinó según un factor “R”,

que relaciona los ingresos y egresos del contratista, el cual aumentaba en la medida que los ingresos superasen a los egresos. La regalía promedio que recibiría el Estado durante la vigencia del contrato sería 30%.

En el período 1996-1998 se perforaron tres pozos confirmatorios, dos en el yacimiento Cashiriari y uno en el yacimiento San Martín. Dos años después, luego de finalizar la primera etapa (julio de 1998), el consorcio Shell–Mobil decidió no continuar con el contrato por falta de acuerdo sobre la tarifa de generación de electricidad, la no autorización de la integración vertical con la actividad de distribución en Lima (estipulada en el reglamento de distribución de GN por red de ductos) y la poca rentabilidad que presentaba el Proyecto Camisea para el consorcio.

Según Campodónico (1999), para seguir con la segunda fase, el consorcio Shell–

Mobil demandaba una serie de nuevos incentivos, como la aceptación del gobierno de un precio para el GN que no se ajustaba a lo establecido en el contrato, la participación en la distribución del gas en Lima, la posibilidad de exportar gas a Brasil mediante la interconexión con el gasoducto Santa Cruz–Sao Paulo y la aplicación de una serie de reformas de la legislación eléctrica peruana para garantizar un precio para el GN que le permitiera competir con otros combustibles en el abastecimiento de energía a centrales termoeléctricas.

DISEÑO Y ENTREGA DE LA CONCESIÓN

Debido al retiro del consorcio Shell–Mobil, la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (COPRI) decidió llevar adelante la promoción del Proyecto Camisea a cargo del Comité Especial del Proyecto Camisea (CECAM). Para ello, se estableció que debía basarse en un esquema segmentado, con dos líneas

independientes de negocios: (i) explotación, y (ii) transporte y distribución. La operatividad de esta licitación consistió en fijar parámetros objetivos a cumplir, dejando en manos de los inversionistas la decisión y flexibilidad para elegir los detalles técnicos de diseño, construcción y operación del proyecto. Para dicha convocatoria, fueron precalificados 11 consorcios para el concurso de la explotación y 12 para el de transporte y distribución.

Licitaciones del Proyecto Camisea desde el año 2000

En el año 2000 se llevaron a cabo nuevamente las licitaciones del Proyecto Camisea, otorgándose las siguientes adjudicaciones: primero, la etapa de explotación, separación y fraccionamiento de hidrocarburos, por una duración de 40 años. Fue adjudicada en febrero del año 2000 al consorcio formado por las empresas Pluspetrol (Argentina, 36%), Hunt Oil Co. (USA, 36%), SK Corp. (Corea, 18%) e Hidrocarburos Andinos (Argentina, 10%), que ofreció una regalía de 37.24% sobre sus ingresos brutos.

Una segunda etapa, que consiste en el transporte y distribución del GN por una duración de 33 años, fue adjudicada en octubre del año 2000 al consorcio liderado por la empresa Techint (Argentina, 30%), Pluspetrol (Argentina, 19.2%), Hunt Oil Co. (USA, 19.2%), SK Corp. (Corea, 9.6%), Sonatrach (Argelia, 10%) y Graña y Montero (Perú, 12%). Este consorcio constituyó posteriormente la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). Finalmente, la fase de distribución de GN en Lima y El Callao fue cedida a Tractebel (Bélgica) en mayo de 2002, tal como se estipulaba en los compromisos del contrato. Tractebel formó la empresa GN de Lima y Callao S.A. (GNLC), en la actualidad denominada Cálidda. A continuación, se presenta una línea de tiempo

de la historia del proyecto Camisea en el período 1981-2014 (ver **ilustración 4-1** y **cuadro A.4-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Para efectos de la licitación, se redefinieron los lotes. Por un lado, se estableció el Lote 88 con los yacimientos de San Martín y Cashiriari, que comprendían las reservas probadas más importantes y, por otro, se creó el Lote 56 con los yacimientos Pagoreni y Mipaya, con un potencial significativo por explorar. También se decidió que las inversiones y la operación del Proyecto Camisea fueran realizadas exclusivamente por empresas privadas.

El marco legal del gas natural en el Perú

La implementación del Proyecto Camisea logró desarrollarse en un marco estable. En particular, el modelo sectorial se mantuvo en la misma dirección, lo que permitió hacer posible la suscripción de estos contratos. Además, se adoptó un marco legal de acuerdo con las características específicas del sector (ver **ilustración 4-2**).

Las diferentes etapas de la cadena de aprovechamiento de los recursos de gas se encuentran, desde entonces, reguladas por la Ley N° 27133, Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del GN y su Reglamento (D. S. N° 040-99-EM), así como por el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y el Reglamento de Distribución de GN por red de Ductos (aprobados por D.S. N° 042-99-EM y D.S. N° 081-2007-EM, respectivamente).

El marco legal para el Proyecto Camisea, a diferencia de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221) que reconoce la libertad de precios, define la existencia de precios topes para el GN en los contratos de licencia entre Perupetro y el productor (dentro de la etapa de

la explotación de los yacimientos), cuando se consideran lotes con reservas probadas, como ha sido el caso del Lote 88. Del mismo modo, a diferencia del reglamento de transporte por ductos, en el caso de los primeros ductos del Proyecto Camisea, se establecieron mecanismos para garantizar la viabilidad, como la Garantía por Red Principal (GRP), usada para determinar las tarifas de transporte por gasoducto.

Explotación del Lote 88 y la planta Malvinas

A comienzos del año 2000, el Gobierno peruano llevó adelante las licitaciones de la exploración del Lote 88 y la construcción y operación de la planta Malvinas. Con relación al primero, mediante Decreto Supremo N° 021-2000-EM (publicado en el diario oficial El Peruano el día 7 de diciembre de 2000), se aprobó el Contrato de Licencia para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 88, celebrado entre Perupetro S.A. y el consorcio Pluspetrol.

Este consorcio ganó el contrato para la explotación de los yacimientos del Lote 88 durante un período de 40 años. En los términos acordados, se comprometía al desarrollo del *upstream* para la primera etapa del Proyecto Integral de Camisea, que consideraba la perforación de pozos, la construcción de instalaciones en los yacimientos y de plantas de procesamiento.

El 5 de agosto de 2004, se inauguró la planta de gas de Camisea, Malvinas (Cusco), tras una inversión de US\$ 600 millones, con una capacidad de procesamiento inicial de 450 MMPCD. En la actualidad, esta planta está diseñada para procesar 1,160 MMPCD de GN provenientes de los lotes 56 y 88; y comprende las unidades de separación, deshidratación, criogénica, estabilización y reinyección. Además, consta de cuatro trenes criogénicos: dos de 220 MMPCD

cada uno y dos de 360 MMPCD cada uno; y dos unidades de estabilización de condensados de 25,000 BPD cada una. Desde dicha planta se obtienen dos productos: i) GN seco, transportado hasta la ciudad de Lima por el sistema de transporte de GN de la empresa TGP (la parte del GN seco que no es transportado por TGP se reinyecta al yacimiento del Lote 88); y ii) LGN, transportado hasta la planta de fraccionamiento de Pisco por TGP.

En 2012, se realizó la segunda ampliación de la planta Malvinas con una inversión estimada de US\$ 334 millones. El proyecto contempló la instalación de equipos de procesos y de almacenamiento de LGN para aumentar la capacidad de procesamiento en 520 MMPCD de GN húmedo, con la finalidad de abastecer al mercado nacional con volúmenes adicionales de GN seco. El GN húmedo proviene de los pozos de las locaciones Cashiriari 3 del Lote 88, Mipaya del Lote 56 (ambos del Consorcio Pluspetrol) y de Kinteroni del Lote 57 (Repsol).

La adjudicación del transporte y distribución de gas natural y productos derivados

En octubre del 2000 se adjudicaron al consorcio Transportadora de Gas del Perú S. A. (TGP) el transporte y distribución de GN y productos derivados; es decir, la concesión de los sistemas de transporte de GN y LGN hacia la Costa, así como del sistema de distribución por red de ductos en Lima y El Callao. El consorcio ofreció una inversión total de US\$ 1,456 millones (US\$ 1,300 para transporte y US\$ 156 para distribución) en un acuerdo de 33 años de duración.

Es necesario mencionar que en el contrato de distribución otorgado a TGP existía una cláusula que lo obligaba a ceder la posición

contractual de dicho contrato a otra empresa calificada, lo cual ocurrió en mayo de 2002. A la fecha, para el transporte de GN y LGN por ductos desde Camisea hacia el City Gate en Lurín, los trabajos de revegetación están a cargo de TGP, que contrata a la Compañía Operadora de Gas del Amazonas (COGA) para la operación de los sistemas de transporte y para el mantenimiento operativo a la empresa Techint S.A.C.

El ducto que transporta GN está constituido por un gasoducto de aproximadamente 729 km, que se inicia en la cuenca amazónica del río Malvinas, en el departamento de Cusco, atraviesa la Cordillera de los Andes, llega a las costas del Océano Pacífico y finaliza en el Punto de Entrega, ubicado en Lurín. El gasoducto recorre aproximadamente 208 km con un diámetro de 32”, continúa a lo largo de 310 km con un diámetro de 24” y termina tras 211 km con un diámetro de 18”. El sistema de transporte de LGN está constituido por un poliducto de aproximadamente 557 km, el cual comienza en el mismo punto del gasoducto y finaliza en Playa Lobería (Pisco). Al igual que el gasoducto, es un ducto telescópico pero de 14” y 10” de diámetro.

La distribución de gas natural en Lima y El Callao, y el City Gate de Lurín

En mayo de 2002, TGP cedió la posición contractual de la concesión para la distribución de GN mediante una red de mediana y baja presión en la ciudad de Lima y El Callao a la compañía franco-belga Tractebel, que creó la empresa GN de Lima y Callao S.A. (GNLC), a la fecha denominada Cálidda¹¹. Tractebel debía realizar una inversión que se estimó en US\$ 200 millones. El 6 de agosto de 2004 se inauguró el City Gate de Lurín, en lo que constituyó el inicio del sistema de distribución de GN en Lima y El Callao. La inauguración de las plantas anteriormente señaladas permitió que en agosto de 2004 comenzara la operación

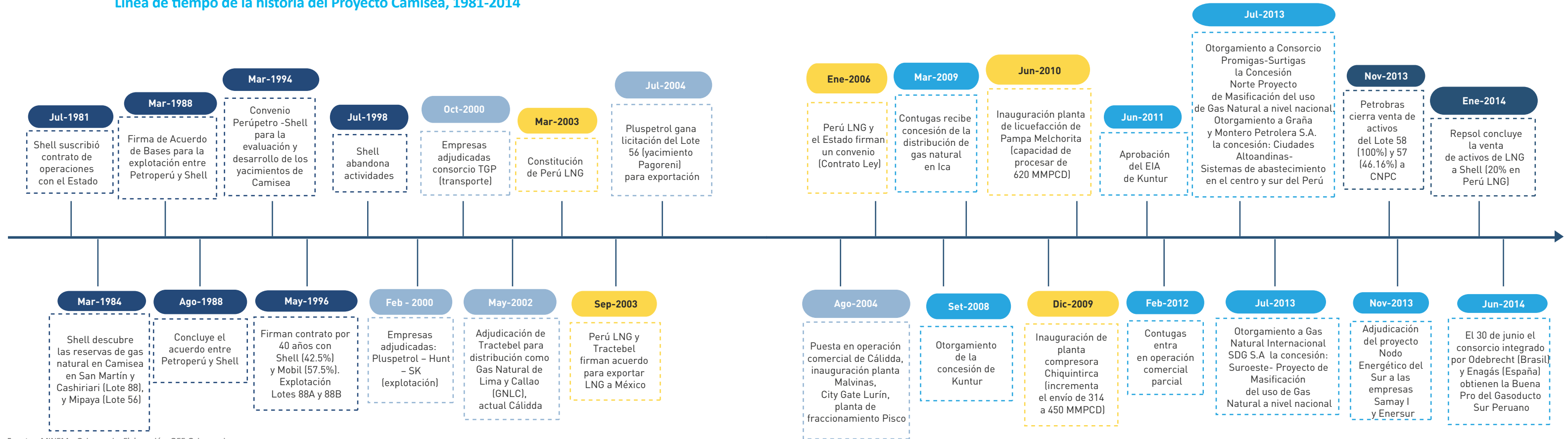
A comienzos del año 2000, el Gobierno peruano llevó adelante las licitaciones de la exploración del Lote 88 y la construcción y operación de la planta Malvinas.

comercial de la red principal de distribución en Lima y El Callao, atendiendo a siete clientes inicialmente.

La adjudicación del Lote 57

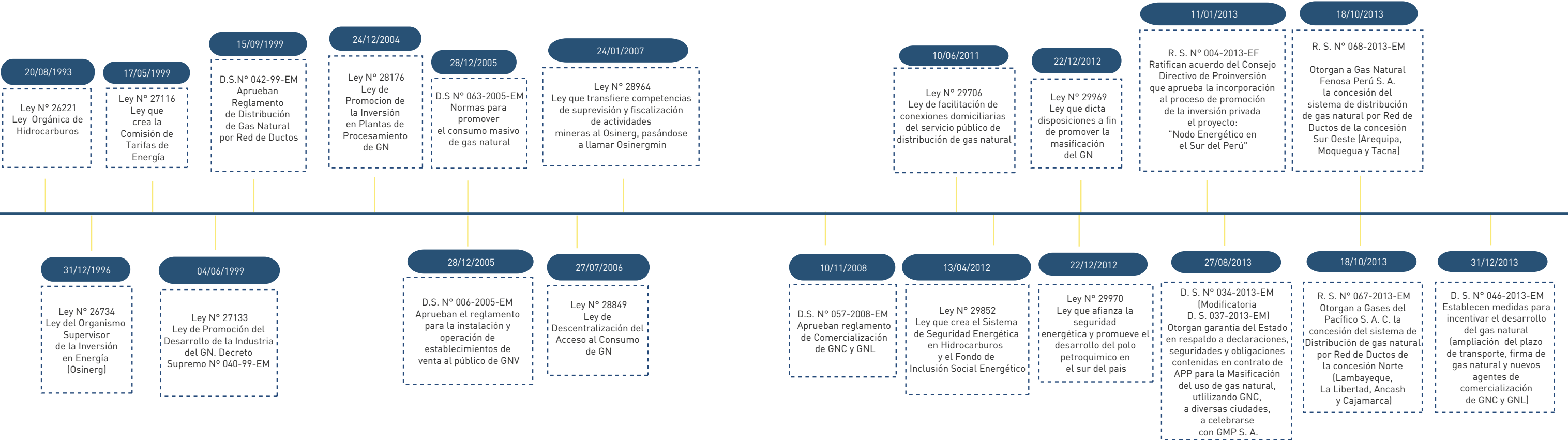
El 19 de noviembre de 2003 se publicó el D.S. N° 043-2003-EM, que aprobó el Contrato de Licencia para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos en el Lote 57, celebrado entre Perupetro S.A. y el consorcio conformado por Repsol Exploración Perú (Sucursal del Perú) y Burlington Resources Perú Limited (Sucursal Peruana).

Ilustración 4-1
Línea de tiempo de la historia del Proyecto Camisea, 1981-2014



Fuentes: MINEM y Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 4-2
Línea de tiempo de la normatividad relacionada al desarrollo de la industria del gas natural en el Perú, 1993-2013



Fuentes: El Peruano, MINEM y Osinerigmin. Elaboración: OEE-Osinerigmin.



Fuente: Shutterstock

La planta de fraccionamiento de LGN en Pisco

El 7 de agosto de 2004 se inauguró la Planta de Fraccionamiento de Pisco, operada por Pluspetrol Perú Corporation S. A. y diseñada para producir más de 33 MBLs de GLP. Está ubicada al sur de la ciudad de Pisco, en el departamento de Ica, y recibe los LGN provenientes de la Planta de Separación de GN Malvinas. Ha sido diseñada para procesar hasta 85 MBPD de LGN e incluye

dos unidades de fraccionamiento para producir propano y butano, y dos unidades de destilación primaria para producir nafta y diésel. La planta también cuenta con un patio de tanques para almacenamiento de LGN y productos intermedios (condensado) y productos finales (propano, butano, nafta y diésel). Además, las instalaciones cuentan con un terminal marítimo para el despacho de productos finales, incluyendo tuberías de conducción submarinas, instalaciones de amarre y una plataforma con tres brazos de carga.

En 2012 se terminó la segunda ampliación de la planta de fraccionamiento de LGN en Pisco, con una inversión estimada de US\$ 156 millones. Las obras correspondieron a la capacidad de procesamiento y de almacenamiento de LGN y de productos. También permitieron agrandar la capacidad de procesamiento de 85 MBPD a 120 MBPD de LGN. La ampliación total fue de 128 MBLs.

La adjudicación del Lote 56

En 2004, el consorcio formado por Pluspetrol ganó la licitación del Lote 56, cuyo gas podía ser exportado sin restricción alguna (ya estaba comprometido el del Lote 88). En 2006, Hunt, SK y Repsol, aliados con Marubeni, diversificaron el negocio creando Peru-LNG para exportar GN licuefactado (en adelante, GNL). Para ello, Perupetro les aseguró un contrato para ampliar el gasoducto y construir un terminal marítimo y una planta industrial en la Costa. Para financiar el proyecto, los bancos exigieron reservas por 4.5 TCF, pero para entonces solo tenían 2.0 TCF del Lote 56, así que el Estado peruano les permitió utilizar el monto restante (2.5 TCF) de las reservas del Lote 88. Esta situación estuvo vigente hasta agosto de 2014, fecha en la que se firmó la adenda al contrato del Lote 88 (suscrita por los presidentes de Perupetro y Pluspetrol), estableciéndose que las reservas de dicho lote se destinarán únicamente al mercado interno. De esta manera, los 2.5 TCF comprometidos del Lote 88 serán reemplazados por las reservas del Lote 57 y de las nuevas exploraciones hechas al Lote 56.

La planta compresora Chiquintirca

El 15 de diciembre de 2009 se inauguró y se puso en marcha la planta compresora del sistema de transporte de GN de Camisea, Chiquintirca, cuyo titular es TGP.

La ampliación de la capacidad del sistema de transporte de GN por ductos de Camisea al City Gate incluyó las siguientes instalaciones:

- a) Una planta compresora en la localidad de Chiquintirca, departamento de Ayacucho.
- b) Primera etapa de la construcción de un *loop* de 24” paralelo al ducto de 18”.
- c) Cambio en el espesor de las tuberías 900 aguas arriba y 1,100 metros aguas abajo de la planta compresora.
- d) Interconexión del sistema de transporte de GN por ductos de Camisea al City Gate, operado por la empresa TGP, con el ducto principal de la planta de licuefacción de Pampa Melchorita, operado por la empresa Perú LNG.

Las primeras tres instalaciones comenzaron a operar el 31 de marzo de 2010. Para la cuarta instalación, fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) el acuerdo para el Incremento y Uso de la Capacidad de Transporte del Ducto Principal (27 de mayo de 2010), presentado por TGP y Peru LNG. Este permitiría incrementar la capacidad del sistema de transporte de TGP hasta 530 MMPCD de GN. Su diseño transportaría a todo el sistema, mediante cuatro turbocompresores (tres en operación y uno en reserva), hasta 1,104 MMPCD de GN. El 31 de marzo de 2010, la planta compresora inició operaciones con dos turbocompresores (uno en operación y uno en reserva) y el 6 de julio de 2010, Osinergmin aprobó cuatro (tres en operación y uno en reserva).

El proyecto de licuefacción de gas natural en Pampa Melchorita

El 10 de junio de 2010 se inauguró la planta de

licuefacción de GN de Pampa Melchorita, con una capacidad para procesar 625 MMPCD de GN (la primera en América del Sur). Está constituida por:

- a) Instalaciones de procesos (planta de licuefacción).
- b) Instalaciones de facilidades auxiliares.
- c) Instalaciones marítimas (para cargar el producto en los buques de GNL para el transporte por mar a los clientes potenciales).
- d) Edificios y viviendas localizados dentro del área del proyecto.
- e) Dos tanques de almacenamiento de GNL de 130,000 m³ cada uno.

La distribución de gas natural en el departamento de Ica

En diciembre de 2010, Contugas se convirtió en la empresa destinada a distribuir GN en el departamento de Ica, en las localidades de Pisco, Chincha, Ica, Nasca y Marcona. Concesionada por el Estado peruano en 2009 por un período de 30 años, Contugas obtuvo la aprobación de su estudio de impacto ambiental y empezó la implementación de un plan de inversiones por un estimado de US\$ 300 millones. Contempló la construcción de un gasoducto de 260 km y más de 74 km de ramales. En febrero de 2012, entró en operación comercial parcial en la ciudad de Pisco, logrando prestar servicios a los primeros hogares. Según el contrato de concesión, la empresa debería haber instalado cerca de 50 mil conexiones a 2015.

El 7 de junio de 2014¹², Contugas dio inicio a

la operación comercial total del sistema en el departamento de Ica, contando con 16 mil familias que ya estaban conectadas al servicio de GN. La obra demandó una inversión de US\$ 345 millones e incluyó la instalación del ducto regional, así como las redes gasíferas en las ciudades de Chincha, Pisco, Ica, Marcona y Nasca. Se contó con el financiamiento del Banco de Desarrollo de América Latina (CAF), entre otras instituciones. El compromiso de Contugas con el Estado peruano es llegar a 31,652 viviendas para el 30 de abril de 2015. En una segunda parte, completará la red hasta llegar a 50,000 hogares en los próximos cinco años.

Reconformación del consorcio exportador de GNL

A inicios de 2013, Repsol S.A. anunció la venta de sus activos de GNL al grupo petrolero angloholandés Shell, lo que incluía su participación de 20% en Perú LNG LLC, accionista de Perú LNG SRL. El proceso de compra y traspaso de los activos a Shell se desarrolló durante 2013, donde asumió la condición de *offtaker* en el contrato *take or pay* que mantiene con Perú LNG.

Esto permitió que, después de 16 años, Shell retorne al Perú al pagar US\$ 4,400 millones y asumir compromisos financieros por US\$ 2,253 millones por activos de GNL que Repsol tenía en el país, en Trinidad y Tobago y España. La compra incluyó los contratos de comercialización de GNL y de flete de los buques metaneros.

El ingreso de la inversión china en los Lotes X, 57 y 58

El 13 de noviembre de 2013 Petrobras cerró la venta de sus activos en Perú a la China National Petroleum Corporation (CNPC) por

US\$ 2,600 millones. De este modo, la petrolera china adquirió 100% de los derechos del Lote X y Lote 58 y 46.16% de participación en el Lote 57.

El Lote X es un yacimiento que ha mostrado producción en los últimos años, el Lote 57 es un yacimiento de GN y condensados, mientras que en el Lote 58 se anunciaron descubrimientos de GN y condensados. A continuación se presentan dos ilustraciones, la primera muestra el diseño actual del Proyecto Camisea y la segunda a los agentes involucrados a 2014 (ver **ilustración 4-3** e **ilustración 4-4**).

MAGNITUD DE LOS RECURSOS DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

En cuanto a la magnitud de los recursos de Camisea, es preciso señalar que dicha información se actualiza constantemente. Por la naturaleza de los yacimientos, es imposible determinar con exactitud la cantidad de recursos. En las siguientes subsecciones se detalla la conformación de los recursos de Camisea en cuanto a lotes, yacimientos y reservas de GN y LGN.

Lotes involucrados en la zona de Camisea

La zona de Camisea incluye cuatro lotes, tres en explotación y uno en exploración. En explotación tenemos el Lote 88, operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, el cual incluye los yacimientos San Martín y Cashiriari; el Lote 56, también operado bajo licencia por Pluspetrol, ubicado en el departamento de Cusco, el cual incluye los yacimientos de Pagoreni y Mipaya; y el Lote 57, operado por Repsol y CPNC, ubicado entre los departamentos de Cusco, Ucayali y Junín, el cual incluye los pozos Kinteroni,

Mapi y Mashira. El Lote 58 está en exploración y se encuentra en el departamento de Cusco, operado por la empresa CNPC (ver **ilustración 4-5**).

Lotes 88 y 56

El Lote 88, operado por Pluspetrol, agrupa dos estructuras de gas y condensados (San Martín y Cashiriari) localizadas en las inmediaciones del río Camisea, a unos 20 km de la margen derecha del río Urubamba. El yacimiento San Martín se compone de dos locaciones: San Martín 1 y San Martín 3; Cashiriari dispone también de dos locaciones: Cashiriari 1 y Cashiriari 3.

En cuanto al Lote 56, operado por Pluspetrol, se ubica en la zona sudeste del territorio peruano, en la vertiente oriental de la Cordillera de los Andes, en el valle del Bajo Urubamba (distrito de Echarati, provincia de La Convención, Cusco). El Lote 56 abarca los yacimientos Pagoreni y Mipaya, y es adyacente a los Lotes 88 y 57. Está destinado a la exportación de GNL, para lo cual el gas producido de la estructura Pagoreni se lleva a la planta de licuefacción de Pampa Melchorita. Los LGN se recuperan en la planta de fraccionamiento de Pisco. En 2012, las reservas probadas de GN eran de 3 TCF y de LGN (216 MMBls).

Existe un proyecto de ampliación del programa de perforación en el Lote 56, cuyo plazo de ejecución fue programado para el período 2010-2015. Su objetivo es incrementar las reservas probadas de GN y LGN. Para ello, según el programa presentado por Pluspetrol, se perforarán cuatro pozos en cada una de las locaciones siguientes: Mipaya, Pagoreni Oeste, Saniri y Pagoreni Norte (tres pozos de desarrollo y un pozo inyector de cortes de perforación). La inversión estimada es US\$ 300 millones.

Lotes 57 y 58

El Lote 57, operado a la fecha por el consorcio Repsol (53.84%) y CNPC (46.16%), se ubica en la vertiente oriental de la Cordillera de los Andes, entre los valles de los ríos Tambo y Urubamba, provincias de Satipo (Junín), Atalaya (Ucayali) y La Convención (Cusco). Desde fines de 2006, Repsol realiza actividades exploratorias en el Lote 57. De acuerdo con el estudio de impacto ambiental, el proyecto se inicia con la perforación de los siguientes tres pozos: Kinteroni, Mapi y Mashira (en ese orden).

La exploración comenzó en diciembre de 2006 con trabajos de sísmica, seguidos de la perforación del pozo exploratorio Kinteroni 1X, del cual se obtuvieron resultados favorables. Posteriormente, se ampliaron los trabajos de sísmica y se realizó la perforación de dos nuevos pozos exploratorios: Kinteroni 2X y Kinteroni 3X, los cuales fueron perforados sobre el mismo riel al pozo existente Kinteroni 1X. Junto con la perforación de estos dos nuevos pozos, se completó el pozo Kinteroni 1X.

Al 31 de diciembre de 2013, y de acuerdo con Repsol, las reservas probadas de GN en el Lote 57 se estimaban en 0.96 TCF, mientras que las reservas probadas de LGN eran de 54.5 MMBls. El GN será procesado en la planta de separación Malvinas y los LGN serán procesados en la planta de fraccionamiento de Pisco.

El 27 de marzo de 2014, Repsol inició las maniobras para poner en servicio el tramo Yacimiento Kinteroni–Nuevo Mundo–Pagoreni A–Malvinas. A partir de ese día, el yacimiento Kinteroni tuvo una producción promedio de 120 MMPCD. Según lo informado por Repsol, la Planta Malvinas de Pluspetrol está procesando el gas que proviene del Lote 57, con una producción promedio de 116 MMPCD de gas seco y 8.2 MBPD de LGN.

El inicio de la explotación de GN y LGN en el campo Kinteroni es un proyecto que demandó una inversión aproximada de US\$ 808 millones (hasta diciembre de 2013). Para el quinquenio 2014 – 2018, Repsol tiene previsto invertir aproximadamente US\$ 592 millones. Asimismo, se prevé que la producción en 2018 alcance un pico de 210 MMPCD de GN y 12 MBPD de LGN. El Lote 58, operado a la fecha únicamente por CNPC, está localizado en el departamento de Cusco, adyacente a los lotes 88 y 56, en el área de Camisea. A la fecha se encuentra en exploración y se espera que el trabajo permita confirmar nuevas reservas de GN.

Reservas de gas natural y líquidos de gas natural

Las reservas son las cantidades del recurso (en este caso GN o LGN) que se anticipan como comercialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a una fecha dada, bajo condiciones

definidas. Deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha de evaluación), basadas en el desarrollo del proyecto aplicado. Las reservas de los hidrocarburos pueden ser clasificadas según su grado de certidumbre: (i) reservas probadas, (ii) reservas probables y (iii) reservas posibles. Las reservas probadas son las que luego de un análisis de datos geológicos y de ingeniería, tienen una razonable certeza de ser comercialmente recuperables a una fecha dada. Por otra parte, las reservas probables tienen una certidumbre de recuperación menor a las probadas, usualmente 50%. En las reservas posibles, el nivel de recuperación es mucho menor.

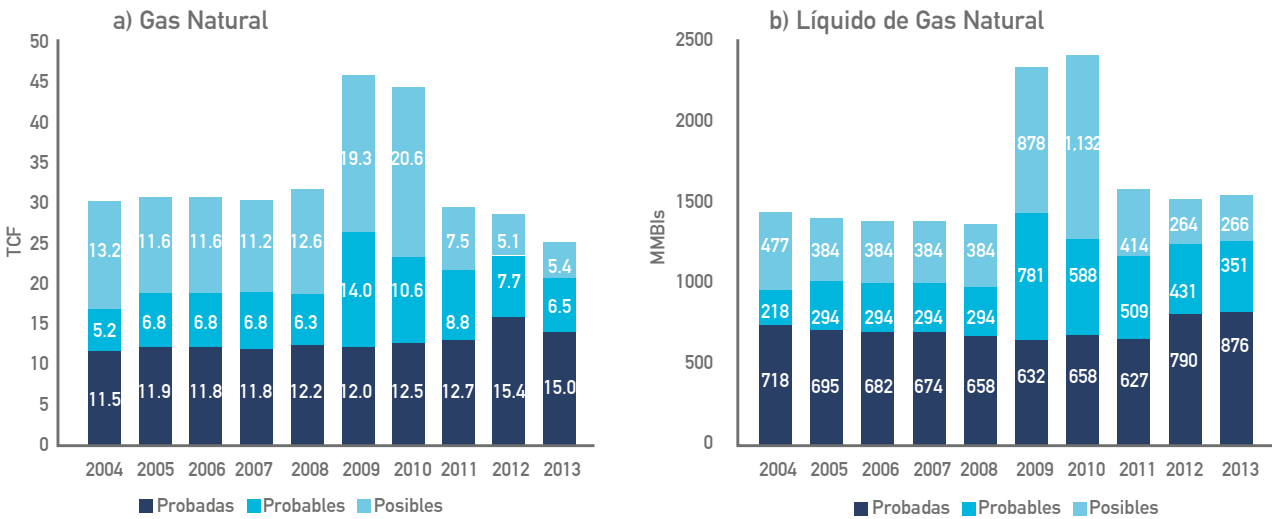
Las reservas de GN en el Perú, constituidas por las probadas, probables¹³ y posibles¹⁴, han presentado comportamientos diferentes. Las reservas probadas de GN han mostrado una tendencia al alza. Representaron 11.5 TCF en 2004, mientras que en 2013 se elevaron hasta 15.0

TCF, aumentando 30%. En 2009 y 2010 hubo un incremento considerable de las reservas, debido al cambio de metodología usado para el cálculo y a la falta de sinceramiento de las mismas. Por eso, a partir de 2011 se sinceraron las cifras y desde entonces se continúa mostrando un comportamiento moderado (ver **gráfico 4-1**).

Las reservas de LGN en el país han mostrado un comportamiento similar a las de GN. En contraste, las reservas probadas de LGN recién presentaron un repunte en 2012, después de años a la baja o con leves incrementos. Las reservas probadas de LGN totalizaron 876 MMBls en 2013, monto superior en 22% al de 2004.

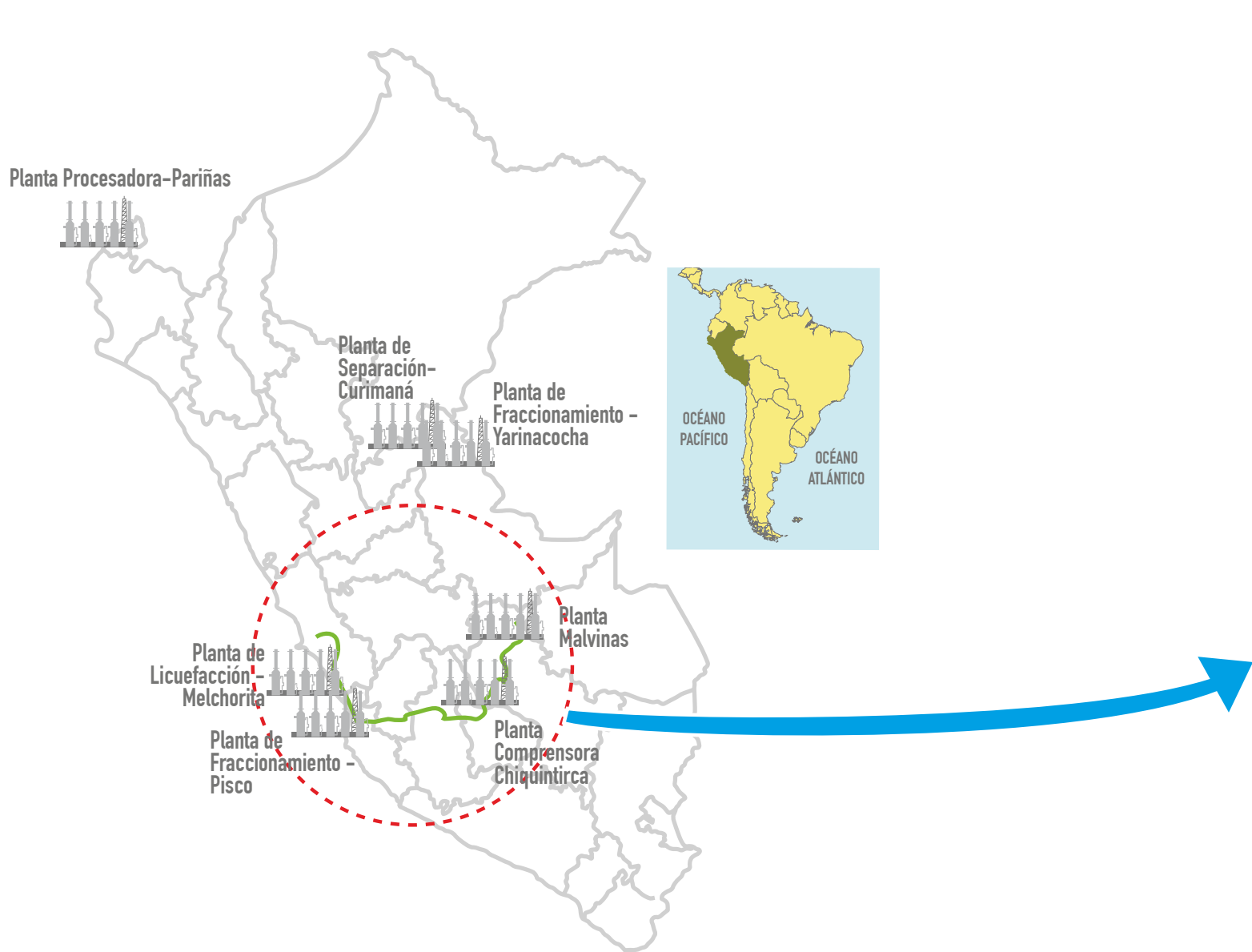
Como se ha mencionado, el Proyecto Camisea es el gran motor para la industria del GN en el Perú. Las reservas probadas en el área de Camisea entre los años 2004 y

Gráfico 4-1
Reservas de gas natural y líquidos de gas natural en el Perú, 2004 – 2013



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 4-3
Diseño del Proyecto Camisea a 2014



Fuentes: Perupetro y Osinergrmin. Elaboración: OEE – Osinergrmin.

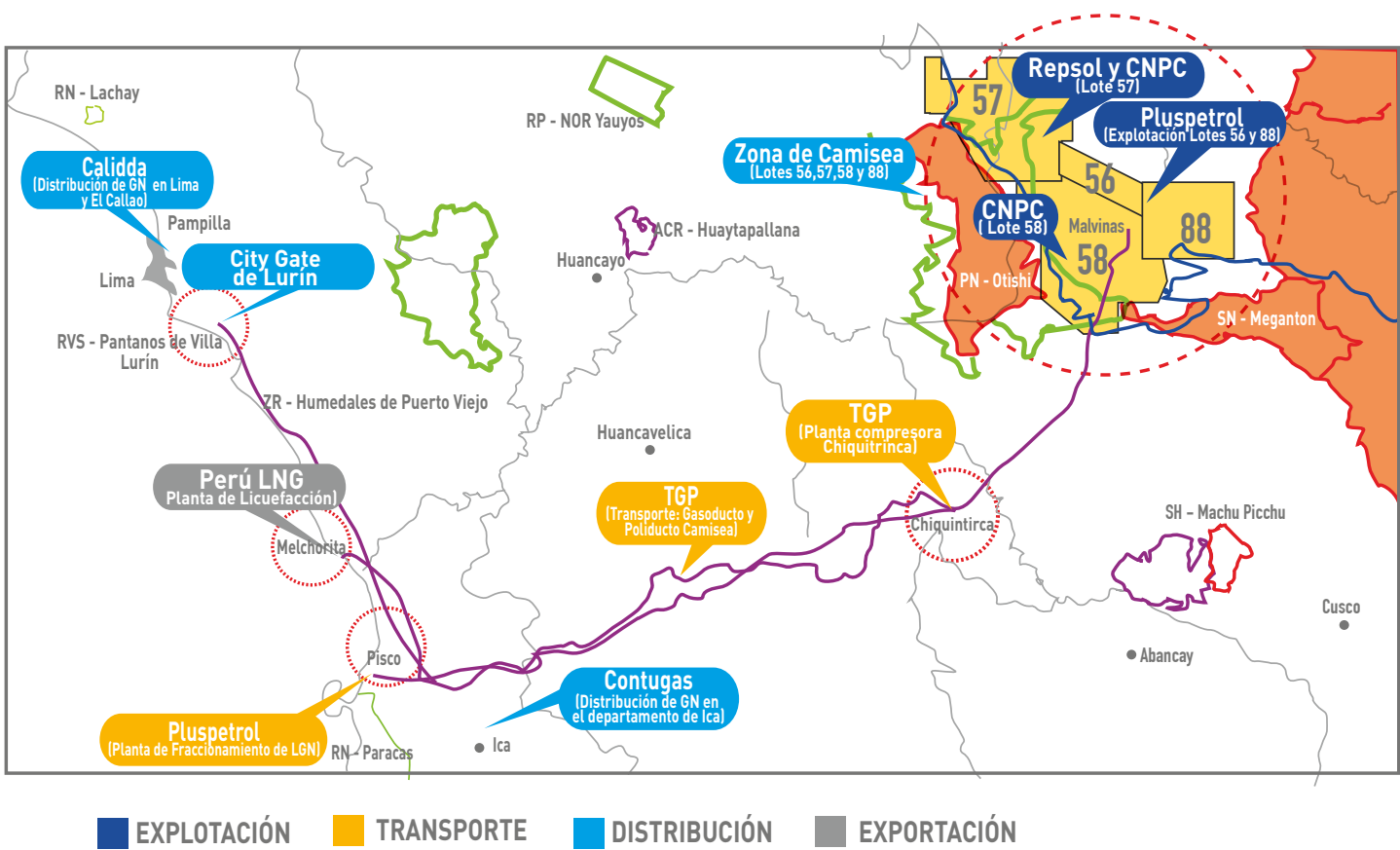
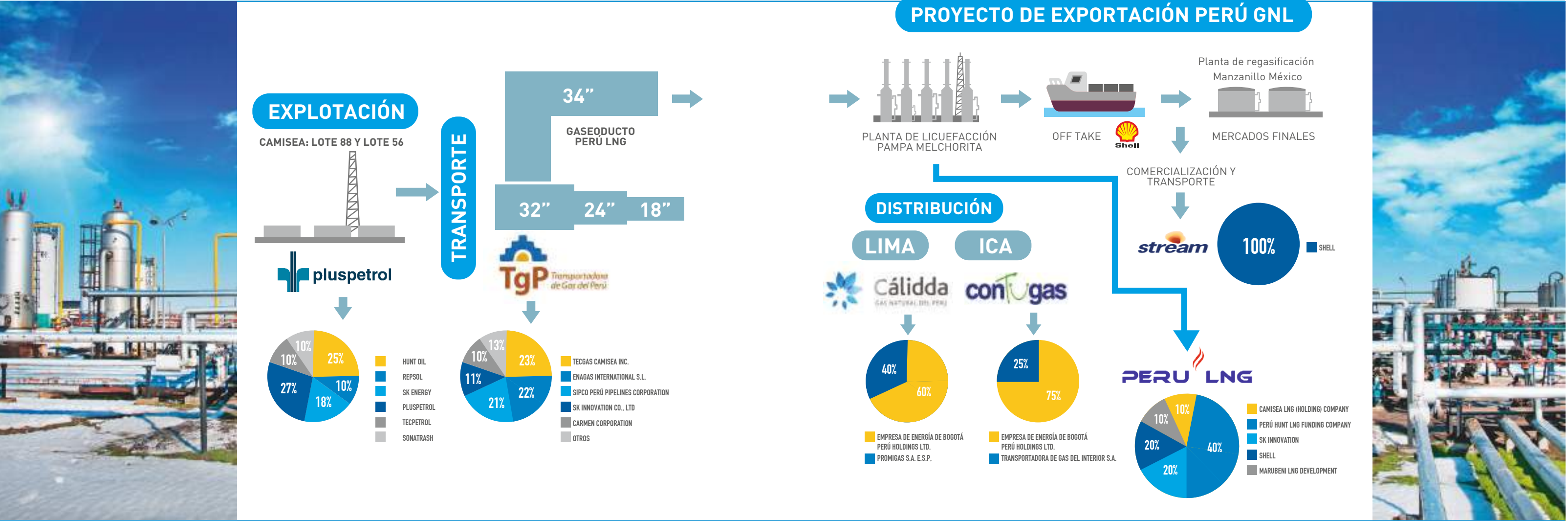


Ilustración 4-4

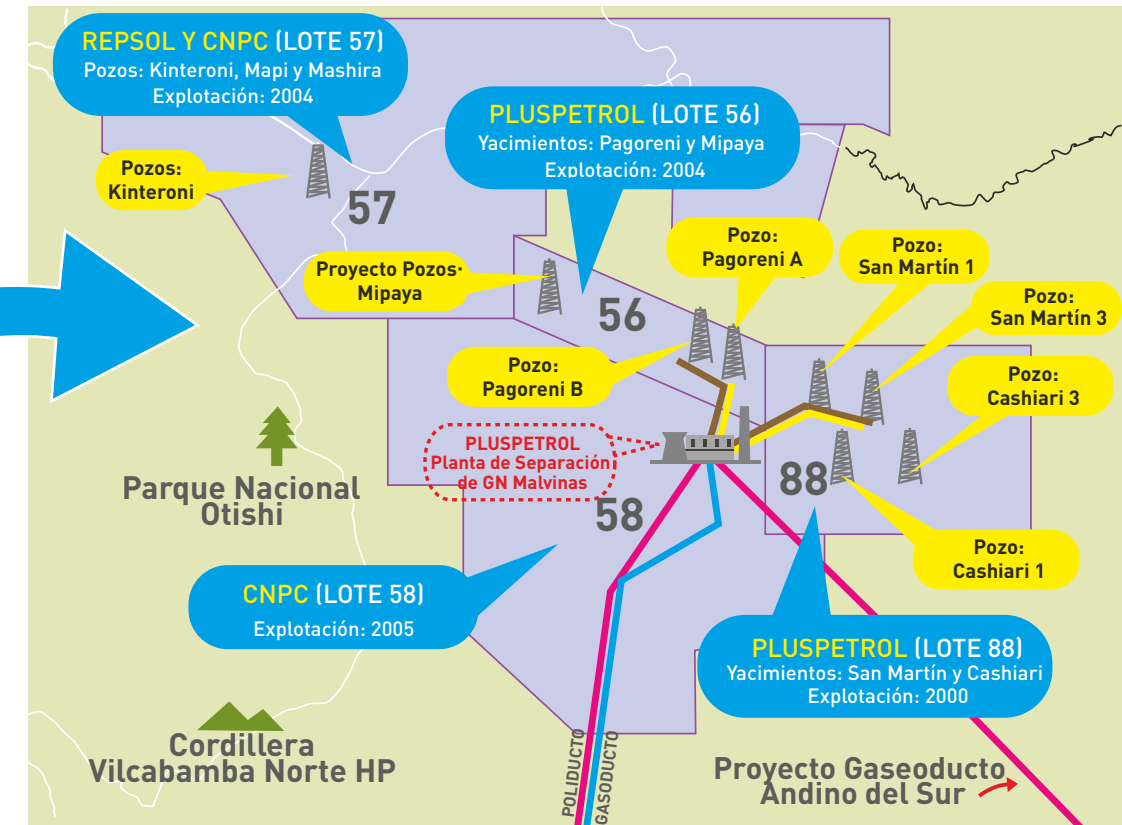
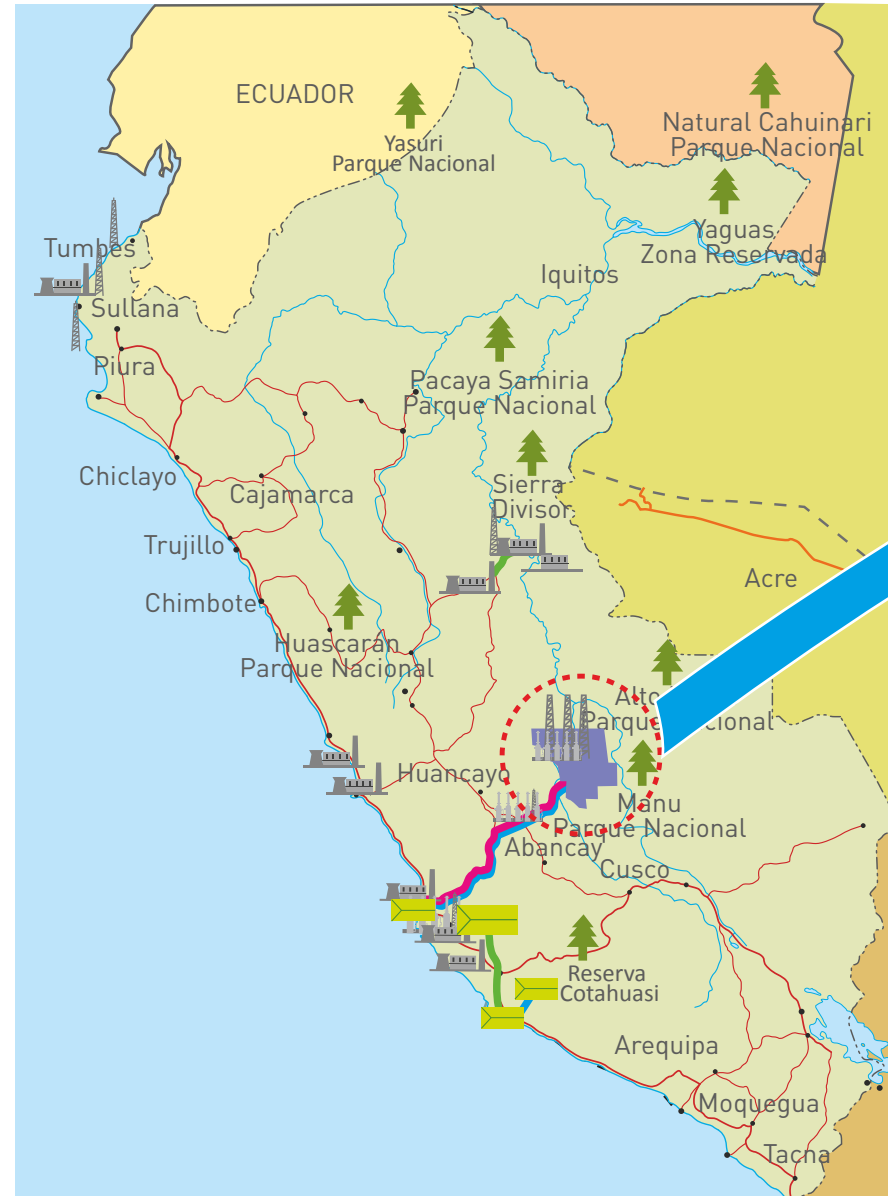
Composición accionaria de agentes involucrados en el Proyecto Camisea a 2014

Fuentes: Shutterstock



Fuentes: MINEM, empresas concesionarias, Equilibrium y Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Ilustración 4-5
Lotes, pozos y empresas de los recursos de Camisea a 2014



En la exploración y explotación se puede mencionar al consorcio Pluspetrol, que a la fecha es el encargado de explotar los Lotes 56 y 88; Repsol y CNPC, encargadas de explotar el Lote 57; y CNPC encargada de explotar el Lote 58.

2013 representaron, en promedio, 93% del total del país; este rango varió entre un mínimo de 89% y un máximo de 95%. En 2004, las reservas en Camisea representaban 95%, mientras que en 2013 fueron 93%, debido a la constatación de reservas probadas en la Costa Norte del país (ver **gráfico 4-2** y **cuadro A.4-2** en el **Anexo Digital** para más detalle).

De manera similar, las reservas probadas de los LGN del área de Camisea representaron, en promedio, 98% del total del país entre los años 2004 y 2013. No obstante, en 2013 las reservas de LGN de Camisea representaron 95% del total debido al incremento de reservas en otras zonas del país (Zócalo y Selva Central) (ver **cuadro A.4-3** en el **Anexo Digital** para más detalles).

En lo que se refiere al total de reservas probadas de GN por lote y empresas concesionarias en el área de Camisea, entre los años 2007 y 2013, el

Lote 88 fue el más importante en volumen de reservas probadas, operado por Pluspetrol. En 2013 totalizó 10.2 TCF, mientras que el Lote 56, también operado por Pluspetrol, 2.8 TCF. Desde 2010, el Lote 57 presenta reservas probadas, aunque en menor cuantía, inferiores al 1 TCF operado por Repsol¹⁵.

Sobre el total de reservas probadas de LGN en el área de Camisea, los lotes de esta zona han recuperado sus niveles de reservas probadas luego de presentar una tendencia a la baja en los últimos años. El Lote 88 (Pluspetrol) predomina nuevamente al totalizar 590 MMBls en 2013, lo que representa 70.9% del total de reservas probadas en esta área, mientras que el Lote 56 (Pluspetrol) representó 22.2%. De manera similar, desde 2010, el Lote 57 (Repsol) ha mostrado reservas probadas de LGN, aunque a niveles menores.

PRODUCCIÓN FISCALIZADA DE GAS NATURAL Y LÍQUIDOS DE GAS NATURAL

En cuanto a la producción fiscalizada de GN, con respecto al total del país, la producción de Camisea muestra una representación que va de 23% a 97% para el periodo 2004-2013 (ver **gráfico 4-3**).

La producción fiscalizada de GN del Lote 88 pasó de 19 MMPCD en 2004 a 509 MMPCD en 2013. Entre los años 2005 y 2013, la producción fiscalizada de los LGN del Lote 88 creció 95%, pasando de 33 a 64 MBPD (ver **gráfico 4-4**).

Entre los años 2010 y 2013, la producción fiscalizada de GN del Lote 56 pasó de 268 MMPCD en 2010 a 630 MMPCD en 2013, y entre 2008 y 2013, la producción fiscalizada de los LGN del Lote 56 pasó de 10 a 39 MBPD (ver **gráfico 4-4**).

El desarrollo de la industria de GN en nuestro país ha estado influenciado por el régimen regulatorio elegido para el Proyecto Camisea. Hay que recordar que antes de dicho proyecto, la industria del GN se encontraba en una situación incipiente. Uno de los aspectos más importantes fue el diseño de separación vertical entre actividades de esta industria. Así, se evitaba que una misma empresa operara varios tramos de la cadena productiva del GN, concentrando poder de mercado y desincentivando la competencia. A lo largo de los años, el marco regulatorio se ha ido repotenciando con el fin de enfrentar los retos del momento.

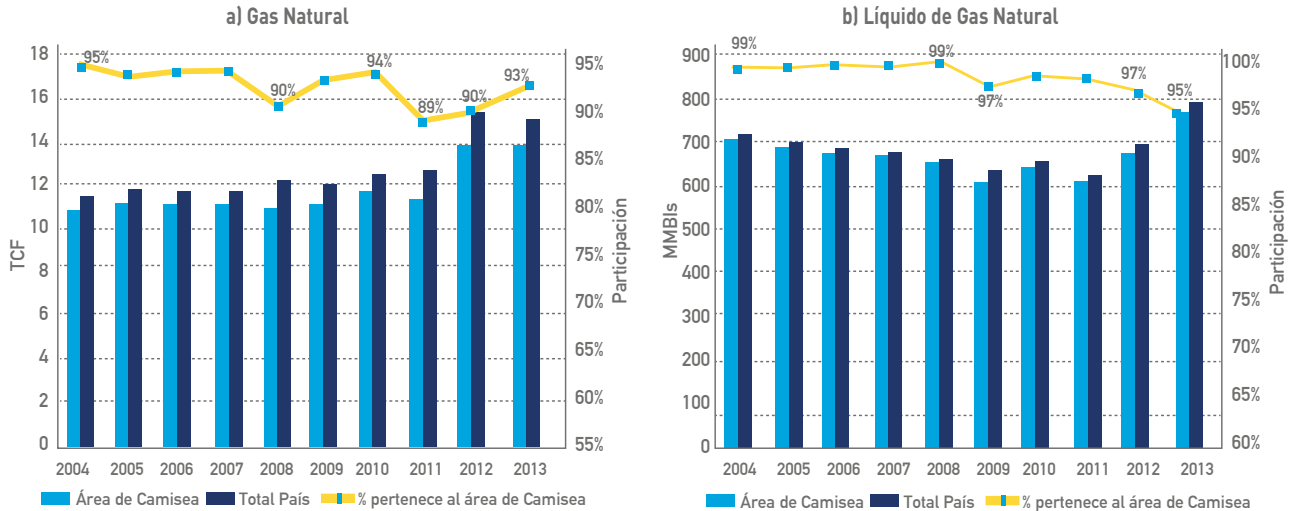
El siguiente capítulo describirá las principales características del marco regulatorio implementado, orientado a establecer un ambiente competitivo y garantizar el equilibrio económico-financiero de las empresas concesionarias en los segmentos de monopolio natural.



Foto: Planta de separación de gas natural Malvinas, Cusco-Perú.

Gráfico 4-2

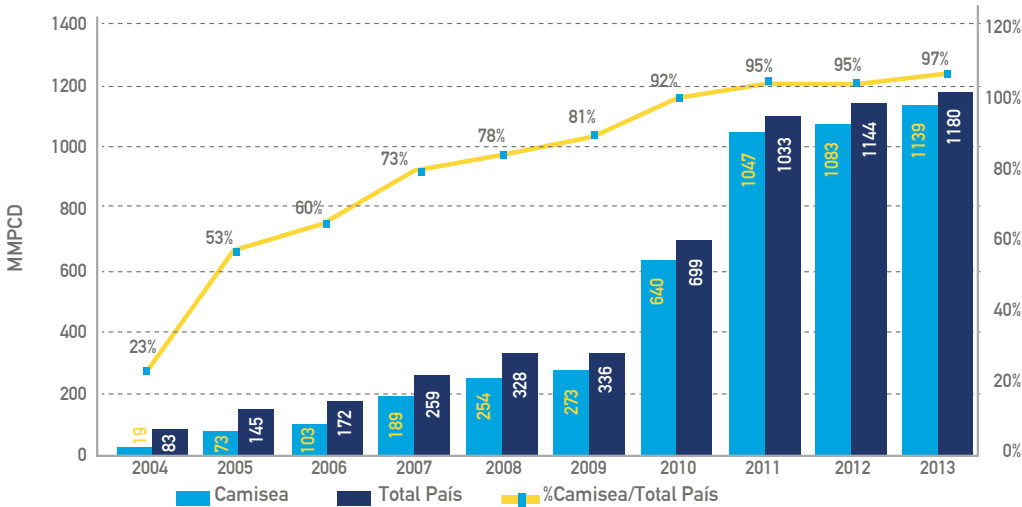
Reservas probadas de Camisea vs Total Perú, 2004 – 2013



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

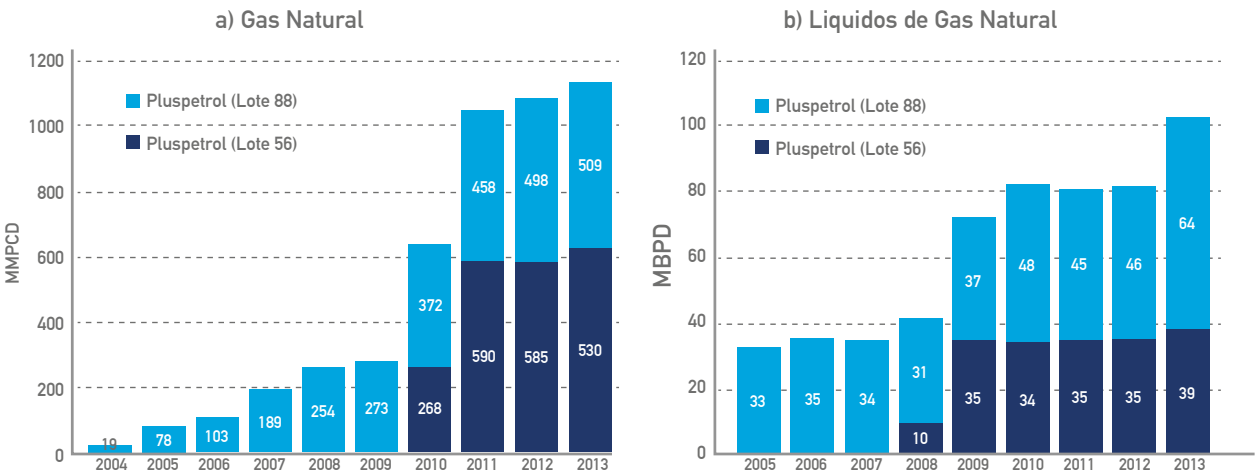
Gráfico 4-3

Producción fiscalizada de GN, 2004-2013



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 4-4
Producción fiscalizada de los Lotes 88 y 56, 2004-2013



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Foto: Tendido del gasoducto a cargo de TGP, Perú.



Foto: Construcción en Malvinas, Cusco-Perú.

05

REGLAS DE JUEGO

MARCO REGULATORIO DE LA INDUSTRIA



REGLAS DE JUEGO

Marco regulatorio de la industria

En 1999 se promulgó la Ley N° 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural). Éste mismo año se promulgaron los reglamentos de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por redes de ductos, que regirían las actividades realizadas en el Proyecto Camisea.

REGLAS DE JUEGO

Marco regulatorio de la industria

Como se ha visto en el **capítulo 3**, antes del inicio del Proyecto Camisea (2004) la industria de GN en el Perú era incipiente y solo comprendía las zonas de producción del noroeste (Piura) y la Selva Oriental (Ucayali). En dichas regiones se realizaban las etapas de exploración y explotación, de comercialización limitada en el caso de Piura y de consumo propio para la generación eléctrica en Ucayali. No existía, en ninguno de los dos casos, la regulación de precios por parte del Estado peruano.

A partir de agosto de 2004, con el inicio de la operación comercial del Proyecto Camisea, un mayor número de sectores pudo disfrutar de los beneficios del GN en el Perú (residencial, comercial, vehicular, industrial y eléctrico). Para ello se hizo necesario desarrollar la infraestructura para las actividades de transporte y distribución de GN por red de ductos. Estas actividades tienen características de monopolio natural, como se discutió en el **capítulo 1**, por lo que se necesitó la intervención del Estado para regular las tarifas de los servicios de transporte y distribución. Esto demandó la promulgación de normas legales para regular y promover el desarrollo de la industria, ya que hasta 1999 solo se contaba con la Ley Nº 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, y sus reglamentos, que normaban todas las actividades relacionadas con

los hidrocarburos en el país, pero no contenían disposiciones específicas para promover las inversiones en GN a gran escala ni normas precisas para el sector.

En este sentido, en 1999 se promulgó la Ley Nº 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural) y su reglamento, que establecían las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del GN en el país. Ese mismo año se promulgaron los reglamentos de transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de GN por redes de ductos, que regirían las actividades realizadas en el Proyecto Camisea. Entre otras cosas, normaron los procedimientos para la fijación de tarifas de estas actividades, así como los aspectos técnicos y de seguridad¹⁶.

Sobre la base del marco legal creado en los últimos 10 años, Osinergmin ha llevado a cabo los procesos de fijación de tarifas de la Red Principal de Camisea y distribución de GN por redes de ductos para la concesión de Lima y El Callao. Paralelamente, se originaba un cambio en el consumo energético del país debido al desplazamiento en el uso de combustibles, como los petróleos residuales y gasolinas por el GN.

En años recientes, se han desarrollado diversos proyectos de expansión del consumo de GN al interior del país mediante ductos, tales como el caso de la concesión de distribución de Ica y el Gasoducto Sur Peruano. En otros casos, se han desarrollado proyectos de inserción, empleando las tecnologías de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado



Foto: Planta de liquefacción de gas natural, Pampa Melchorita, Lima-Perú.

(GNL) por medio de camiones diseñados para dicho fin (transporte virtual). Son los casos de la concesión norte, concesión sur oeste y la concesión de las ciudades andinas del centro y sur del país. Estos nuevos proyectos plantean diversos desafíos para perfeccionar el marco regulatorio vigente.

PRINCIPALES INSTITUCIONES RESPONSABLES DEL MARCO NORMATIVO Y REGULATORIO

En el Perú, de acuerdo con la Ley Orgánica de Hidrocarburos, Ley Nº 26221, las instituciones públicas comprometidas en el desarrollo de la industria de GN son las siguientes:

a) Como principal agente se encuentra el MINEM, organismo del Estado que tiene competencia

normativa en la industria del GN, así como facultad concedente, en coordinación con ProInversión (entidad que promociona la inversión), en cada una de las actividades del sector.

b) La Dirección General de Hidrocarburos (DGH), dependencia especializada en temas de hidrocarburos dentro del MINEM.

c) Perupetro, institución que tiene a su cargo la suscripción de los contratos de exploración y explotación en el segmento *upstream* de la industria.

d) Osinergmin, con funciones de supervisión, fiscalización, regulación y sanción mediante la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria

(GART), que tiene la facultad de regular las tarifas de transporte y distribución de GN, y la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN), que tiene por misión supervisar y fiscalizar las condiciones de calidad y seguridad de las instalaciones y operaciones de la industria de GN.

e) El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), con funciones de fiscalización y supervisión de los temas ambientales.

f) La Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil), organismo con competencias de supervisión y fiscalización de las normas relacionadas a la salud y seguridad ocupacional de los trabajadores de las empresas.

Un agente adicional que participa en la industria de GN es el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi). Como parte de sus labores de definición de la política de normalización pública, elabora las normas técnicas para la construcción, instalación, uso y funcionamiento de las facilidades de distribución de GN en baja presión, así como del equipamiento que se requiere en la residencias, y centros comerciales e industriales que han sido acordados en los comités especializados. Por otro lado, Indecopi tiene la misión de velar por la libre y leal competencia entre los agentes de la industria de GN.

En resumen, Perupetro tiene solo facultades en las actividades de exploración y explotación. La GART, que forma parte de Osinergmin, tiene implicancias directas en las redes de transporte y distribución, mientras que Indecopi solamente lo hace en la comercialización.

Finalmente, tanto el MINEM como la GFGN, que pertenece a Osinergmin, están involucrados en todas las actividades del sector (ver **cuadro 5-1**).

En cuanto a la normativa general que rige el desarrollo de la industria del GN, y adicional a la Ley Nº 26221 (Ley Orgánica de Hidrocarburos), se tienen las siguientes leyes principales dentro del sector:

- Ley Nº 27133: Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (publicada el 4 de junio de 1999). Establece las condiciones específicas para la promoción del desarrollo de la industria del GN, fomentando la competencia y propiciando la diversificación de las fuentes energéticas que incrementen la confiabilidad en el suministro de energía y la competitividad del aparato productivo del país.
- Decreto Supremo Nº 040-99-EM: Reglamento de la Ley de Promoción del

Desarrollo de la Industria del Gas Natural (publicado el 15 de setiembre de 1999). Contiene un glosario de términos, normas sobre la explotación de las reservas probadas de GN, la comercialización del GN, la Garantía por Red Principal, las tarifas base de la Red Principal y las tarifas reguladas de la Red Principal.

- Decreto Supremo Nº 040-2008-EM: Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. Aprobado mediante Decreto Supremo Nº 042-99-EM (publicado el 22 de julio de 2008). Compila, en forma ordenada y cronológica, la normatividad de la actividad del servicio público de distribución de GN por red de ductos, los procedimientos para otorgar concesiones, para fijar tarifas, normas de seguridad, las normas sobre protección del ambiente, las disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como las normas vinculadas a la fiscalización.

- Decreto Supremo Nº 042-99-EM: Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (publicado el 15 de setiembre de 1999). Norma la actividad del servicio público de distribución de GN por red de ductos, procedimientos para otorgar concesiones, fijar tarifas, normas de seguridad y normas sobre protección del ambiente, disposiciones sobre la autoridad competente de regulación, así como las normas vinculadas a la fiscalización.

- Decreto de Urgencia Nº 045-2002-EM: Fideicomiso para la Garantía por Red Principal (publicado el 4 de setiembre de 2002). Establece la aplicación de la garantía otorgada por el Estado peruano

para el transporte y distribución de GN del Proyecto Camisea.

- Decreto Supremo Nº 046-2002-EM: Recaudación de la Garantía por Red Principal: Criterios (publicado el 29 de octubre de 2002). Establece las disposiciones para regular la recaudación y pago de la garantía por red principal, antes de la puesta en operación comercial de la Red Principal del Proyecto Camisea.

- Asimismo, en relación a la actividad de transporte de GN, están el Decreto Supremo Nº 018-2004-EM y el Decreto Supremo Nº 081- 2007-EM.

El primero establece las condiciones para la prestación del servicio de transporte de GN por ductos y una categorización de los incumplimientos y errores registrados en la prestación del servicio.

El segundo norma la actividad del servicio público de transporte de GN por red de ductos, otorgamiento de concesión, prestación del servicio de transporte, obligaciones del concesionario y las tarifas de transporte¹⁷.

- El 11 de noviembre de 2008 se publicó el Decreto Supremo Nº 057- 2008-EM, que tiene por objetivo establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de GNC y GNL¹⁸.

REGULACIÓN DE PRECIOS EN LA INDUSTRIA

Como se discutió anteriormente, la industria del GN en el Perú comprende un conjunto de actividades que van desde la exploración

y producción del gas, hasta la distribución y comercialización a los consumidores finales. Algunas de estas actividades constituyen monopolios naturales y, por tanto, se encuentran sujetas a regulación de tarifas, mientras que otras actividades se desarrollan en el marco de la libertad de precios. A continuación, se agrupan las diferentes actividades de la industria de GN según su carácter regulado o no.

Actividades de la industria del gas natural sin regulación tarifaria

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

En el transporte y distribución de GNC y GNL por medio de gasoductos virtuales¹⁹ para fines residenciales, industriales, comerciales o vehiculares, los precios se establecen en un entorno competitivo, donde interactúan la oferta y la demanda. El Estado no interviene.

Actividades de la industria del gas natural bajo regulación tarifaria

Las actividades de transporte y distribución de GN por red de ductos se encuentran sujetas a regulación de tarifas por parte de Osinergmin. Entre estas se cuentan el sistema de transporte de GN por ductos de Camisea al City Gate, operado por la empresa TGP; el sistema de distribución de GN por red de ductos de Lima y El Callao, operado por la

empresa Cálidda, y el sistema de distribución de GN por red de ductos en el departamen-to de Ica, operado por la empresa Contugas.

Entre las actividades reguladas también están aquellas concesiones otorgadas por el Estado peruano, que tienen como objetivo la inserción del uso del GN. Están: el sistema de distribución de GN por red de ductos de la concesión norte, operado por Gases del Pacífico, así como el sistema de distribución de GN por red de ductos de la concesión sur oeste, operado por Gas Natural Fenosa Perú.

Finalmente, entre las actividades reguladas está el proyecto Masificación del Uso del Gas Natural (utilizando GNC) a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno. Para esto se cuenta con un contrato de asociación público privado suscrito con la empresa Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino (TGNCA).

En ese sentido, el precio del GN proveniente de Camisea se determina en base a tres componentes: (i) el primero es el precio del GN en boca de pozo, cuyos topes máximos se han definido en el contrato de licencia de explotación para el caso del Lote 88, pero en el resto de pozos se fijan los precios según el mercado internacional; (ii) el precio o la tarifa por el servicio de transporte desde Camisea hasta el City Gate (ducto principal); y (iii) la Tarifa Única de Distribución (TUD)²⁰ (ver **ilustración 5 1**). La TUD incluye los costos eficientes de la empresa en la operación y mantenimiento de la distribución y comercialización referidos a: (i) mantenimiento de la acometida, (ii) diseño de las instalaciones internas típicas, (iii) inspección, supervisión y habilitación de la red interna, (iv) revisión

Cuadro 5-1
Instituciones involucradas en la industria de gas natural en el Perú

Actividades	Rot de entidades		
Exploración y Explotación	Transporte Distribución	Comercialización	
Ente Normativo	MINEM	MINEM	MINEM
Promoción de la Inversión	ProInversión	ProInversión	ProInversión
Contratante	Perupetro	MINEM	-
Supervisión del Contrato	Perupetro	Osinergmin	-
Regulador- Tarifas	-	Osinergmin	-
Supervisión y Fiscalización			
a) Normas técnicas y de seguridad	Osinergmin	Osinergmin	Osinergmin
b) Normas ambientales	OEFA	OEFA	OEFA
c) Normas de salud y seguridad ocupacional	Sunafil	Sunafil	Sunafil
Supervisión de la Libre y Leal Competencia	-	-	Indecopi

Fuente y elaboración: GFGN y OEE -Osinergmin.

quinquenal de la instalación interna y (v) promoción por la conexión de consumidores residenciales.

De estos tres precios, tanto la tarifa de transporte como la TUD son establecidos por Osinergmin mediante sus respectivos procedimientos de fijación tarifaria. El periodo regulatorio es cada dos años para la actividad de transporte y cada cuatro años para la actividad de distribución. Conjuntamente a este último, se aprueban también el plan quinquenal de inversiones de la empresa y el plan de promoción, que incluye los clientes beneficiarios del gasto por promoción. A continuación se detalla cada uno de los componentes del precio final del gas de Camisea, considerando su mecanismo de formación tarifaria y evolución, así como su marco regulatorio en el caso de las tarifas de transporte y la TUD.

Precios de gas natural en boca de pozo

De acuerdo con el artículo 77° de la Ley Orgánica de Hidrocarburos, el precio de los hidrocarburos se rige por la oferta y la demanda; es decir, no se encuentra regulado. Así, los precios del GN que se extraen de los yacimientos de la Costa Norte y de Aguaytía son fijados por la propias empresas que los explotan. Sin embargo, para el caso del GN extraído del Lote 88 de Camisea, el precio en boca de pozo se encuentra sujeto a topes máximos establecidos en el contrato de licencia de explotación firmado entre el Consorcio Camisea y el Estado peruano. De acuerdo con dicho contrato, el precio base máximo para los generadores eléctricos es US\$ 1.0 MMBTU, con el objetivo de promover el uso del gas en el sector eléctrico, mientras que para los demás clientes es US\$ 1,8 por MMBTU. Ambos precios

se encuentran afectos a la aplicación de una fórmula de actualización.

Cabe mencionar que, mediante carta PPC-GG-06-0083 del 6 de setiembre de 2006, Pluspetrol se comprometió a mantener un precio máximo de 0,8 US\$/MMBTU para el GNV por un periodo de seis años, lo que finalizó en 2012. Los precios base máximos se actualizaron desde el 1 de enero de 2005, inicialmente en base a la evolución del precio de una canasta de petróleos residuales en la costa del Golfo de Estados Unidos. Posteriormente, en el segundo semestre de 2006, se modificó la fórmula de actualización por una que emplea índices internacionales asociados a la evolución de la industria del GN y del *upstream*. A la fecha la fórmula aplicada es la siguiente:

FA = 0.60 x Ind1_i / Ind1_0 + 0.40 x Ind2_i / Ind2_0 (5-1)

Donde:

Ind1 = Promedio aritmético del Índice Oil Field and Gas Field Machinery (WPS1191).

Ind2 = Promedio aritmético del Índice Fuel and Related Products and Power (WPU05).

i = periodo de 12 meses anteriores a la fecha de actualización.

0 = periodo comprendido entre diciembre de 1999 y noviembre de 2000.

El productor suscribió con cada uno de sus clientes los respectivos contratos de suministro de GN, en cada uno de los cuales se establecen los precios del GN, así como sus factores de actualización. Cabe señalar que ninguno de estos puede sobrepasar los precios máximos actualizados establecidos en el contrato de licencia. Por ejemplo, el precio en boca de pozo que Cálidda aplica a los clientes regulados desde 2004 hasta la fecha (ver gráfico 5-1), donde se aprecia que lo que pagaban los usuarios regulados era inferior a lo actualizado según la fórmula establecida en el contrato de licencia.

Entre enero de 2007 y diciembre de 2012, la variación anual no ha sido más de 5%; y desde enero de 2013 hasta la fecha, no más de 7%. En 2014 se vienen aplicando los precios actualizados en enero de 2013, al haber dejado de publicarse

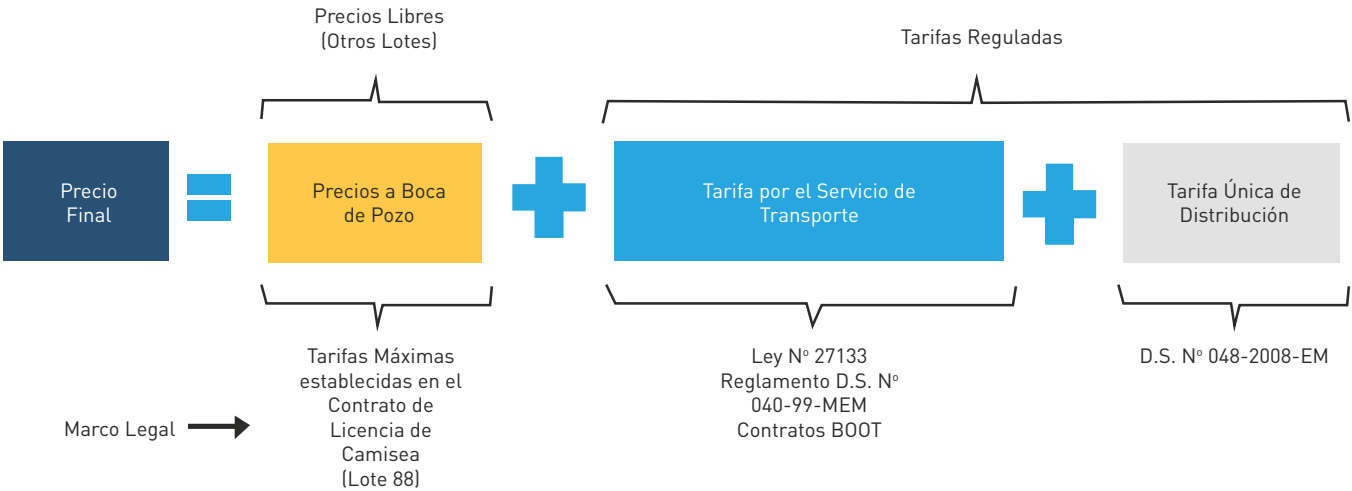
uno de los índices empleados en el cálculo del factor de ajuste. Se encuentra pendiente la aprobación de una nueva adenda al contrato que modifique la metodología de cálculo del factor de ajuste. También sucede algo similar en el caso de los clientes generadores eléctricos (ver gráfico 5-1).

Regulación del transporte por red de ductos

La actividad de transporte de GN por red de ductos se caracteriza por ser un monopolio natural, debido a los elevados niveles de inversión que se realizan en la construcción de la infraestructura necesaria para desarrollar dicha actividad, al grado de especificidad de dichos activos y a la subaditividad de costos²¹.

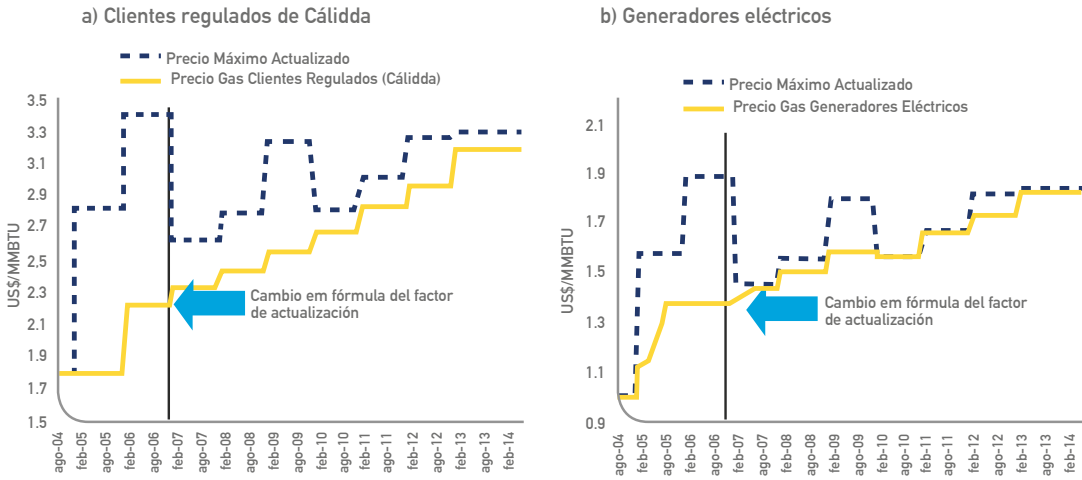
El Estado peruano, mediante la Ley N° 27133 (Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria

Ilustración 5-1 Componentes del precio del gas de Camisea



Fuente: Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Gráfico 5-1 Evolución del precio en boca de pozo, periodo 2004-2014



Nota. El GNV tenía un precio preferencial de gas en boca de pozo de 0,8 US\$/MMBTU hasta 2012 y los primeros 100,000 clientes de la categoría tarifaria A tienen un descuento de 63% en el precio de gas en boca de pozo. Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

del Gas Natural) y su reglamento aprobado con Decreto Supremo N° 040-99-EM, definió el procedimiento para la determinación de las tarifas de transporte de GN por red de ductos, asignándole a Osinerghmin la responsabilidad de regular las Tarifas de Transporte en la Red Principal cada dos años, así como también el cargo por Garantía de Red Principal (GRP), el cual se explica más adelante.

Antes de detallar los procedimientos de fijación tarifaria en esta actividad, es necesario mencionar las reglas para el transporte de GN. La primera relevante es el Decreto Supremo N° 016-2004-EM, que aprobó las condiciones generales para la asignación de capacidad de transporte de GN por ductos. Un hito importante es la creación de la Tarifa Única de Transporte de GN por D.S. N° 036-2010-EM.

Debido a las características técnico-económicas propias del GN, el marco regulatorio en la actividad de transporte ha estado orientado a garantizar el equilibrio económico-financiero mediante el establecimiento de las tarifas de transporte. A continuación se presenta una descripción general de los criterios que se utilizan para su cálculo, el procedimiento y las etapas para la fijación de las mismas.

Finalmente, se presenta la evolución de las tarifas de transporte de GN, como consecuencia de los procesos regulatorios que ha llevado a cabo Osinerghmin desde 2004 hasta 2014.

Diseño tarifario del transporte

Según la normas vigentes, las tarifas de la red principal del sistema de transporte de Camisea se determinan según el concepto de

costo medio a largo plazo, el cual se obtiene como el cociente del costo del servicio del proceso de licitación de la concesión y la demanda total del periodo de evaluación. Para este propósito se considera el criterio de valores actualizados a una tasa de descuento de 12% anual. La determinación de la tarifa se basa en mantener el equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria, por lo que se busca que los ingresos estimados sean iguales a los costos de la empresa a lo largo de la vida del proyecto, siendo esto una aproximación del costo medio a largo plazo (ver **ilustración 5-2**).

La razón por la que se prefiere una tarifa a largo plazo a una a corto plazo, es que esta última significaría tarifas más altas en los primeros años del servicio y bajas en los últimos. Contar con tarifas iniciales muy elevadas no incentiva la incorporación de nuevos clientes; por tanto, la demanda no crecería rápidamente como se desea. Por otro lado, con la tarifa a largo plazo, el inversionista asumiría un mayor riesgo en los primeros años de servicio debido a que no obtendría ingresos suficientes que garanticen la recuperación de sus costos y una rentabilidad adecuada, lo cual tendría que ser compensado con una mayor tasa de descuento. Es aquí donde entra a tallar el concepto de “capacidades garantizadas”²², definido en la Ley N° 27133, y que hizo posible emplear una tasa de descuento de 12%.

Es conveniente precisar que la Ley N° 27133 define dos tipos de tarifa: una aplicable a los generadores eléctricos (tarifa base) y la otra a cualquier otro usuario del gasoducto (tarifa regulada). La diferencia entre ambas se debe, principalmente, a que la tarifa base se calcula asumiendo que se emplea toda la capacidad del ducto, mientras que la tarifa

regulada asume que el ducto transporta lo estimado como demanda proyectada. Por ello, la tarifa base resultaba menor que la tarifa regulada, mientras el ducto no alcanzaba su capacidad garantizada. A medida que se fue empleando toda la capacidad del ducto, la tarifa regulada fue decreciendo hasta igualar a la tarifa base. La metodología de cálculo de las tarifas de transporte se estableció en la Resolución N° 078-2004-OS/CD, modificada con la Resolución N°082-2010-OS/CD.

De acuerdo con lo señalado en la cláusula 14.8 del contrato BOOT de TGP, se dio la condición para que la GRP resultara con un valor igual a cero por tres años consecutivos, hecho que ocurrió desde la liquidación de la GRP en abril de 2009. Dicha garantía se extinguió automáticamente en 2012. Según la definición de tarifa regulada considerada en el contrato BOOT, una vez concluido el periodo de garantía con la extinción de la GRP y hasta la terminación del periodo de recuperación, la tarifa regulada será igual a la tarifa base.

Procesos regulatorios

Las tarifas de transporte de GN por red de ductos se fijan cada dos años, entrando en vigencia en mayo. A 2014, Osinerghmin ha realizado seis procesos de regulación de tarifas de transporte de GN por red de ductos. El primero en 2003, con la finalidad de contar con tarifas antes de la puesta en operación comercial, determinándose así las primeras tarifas de transporte.

Es necesario mencionar que el marco regulatorio vigente plantea que la tarifa por red principal es la del transporte por el ducto de TGP, mientras que la tarifa única de distribución (TUD) contempla los costos de distribución de alta presión y de otras redes. Este esquema contrasta en el diseño inicial de la operación de Camisea, pues la tarifa por red principal estaba

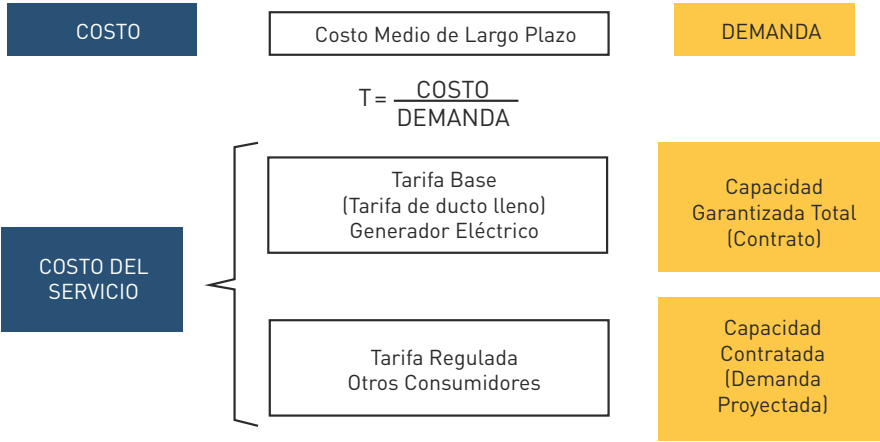
constituida por los costos del transporte y de distribución de alta presión (ver **ilustración 5-3**). Así, para las regulaciones realizadas en los años 2006, 2008 y 2010, se convocó un solo proceso para fijar las tarifas por transporte y distribución por red principal. Sin embargo, en mayo de 2010, a raíz de la entrada en vigencia de las TUD, se dejaron sin efecto las tarifas determinadas para la distribución por red principal.

La determinación de las tarifas de transporte se detalla en el Procedimiento de Fijación de Tarifas de la Red Principal de Camisea revisado por Osinerghmin cada dos años. El último procedimiento ha sido establecido para el periodo 2014-2016 e incluye un cronograma que inicia con la presentación de la propuesta tarifaria del concesionario (TGP), revisada por Osinerghmin previa audiencia pública convocada por TGP, siendo el primero quien publica en su página web el proyecto de la propuesta. Esta versión está sujeta a los recursos de reconsideración que presenten los agentes involucrados, para que luego en las audiencias públicas se sustenten. Después, Osinerghmin toma conocimiento y publica la versión final²³.

Los seis procesos de fijación de tarifas para el transporte en la red principal han reflejado una disminución de las tarifas reguladas y tarifas base a medida que la cantidad real alcanzara, e incluso sobrepasara, la capacidad garantizada. En el **gráfico 5-2** se muestra la evolución de las tarifas fijadas por Osinerghmin hasta mayo de 2014, y se observa que desde 2010, la tarifa base y la regulada son iguales, al haberse empleado toda la capacidad del ducto. Por tanto, se mantendrán vigentes hasta el término del periodo de recuperación de la inversión realizada por la empresa concesionaria.

Las tarifas que Osinerghmin calcula se encuentran afectadas por factores de actualización que se aplican al costo del servicio y por el tipo de cambio, además de un factor de descuento debido al pago adelantado de la Garantía de Red Principal (GRP). De esta manera, las tarifas aplicables en moneda nacional y extranjera se determinan mediante las siguientes fórmulas:

Ilustración 5-2
Proceso de cálculo de las tarifas de transporte



Fuente y elaboración: GART-Osinerghmin.

TA_MN = TRP x FD1 x FA1 X FA2 (5-2)		
TA_ME = TRP x FD1 x FA1 (5-3)		
Donde:		
TA_MN	=	Tarifa Aplicable en Moneda Nacional
TA_ME	=	Tarifa Aplicable en Moneda Extranjera
TRP	=	Tarifa Máxima por la Red Principal
FD1	=	Factor de Descuento
FA1	=	Factor de Reajuste del Costo del Servicio
FA2	=	Factor de Reajuste del Tipo de Cambio

El factor de reajuste FA1 se calcula una vez al año cada 1° de marzo, e incorpora el efecto de la inflación de Estados Unidos en el costo del servicio. El FA2 está referido al tipo de cambio empleado para hacer la conversión a moneda nacional y se calcula mensualmente; mientras que el factor de descuento FD1 se fija anualmente. Finalmente, en el **gráfico 5-3** se muestra la evolución de las tarifas de transporte en moneda nacional y extranjera para el periodo comprendido entre mayo de 2004 y mayo de 2014.

Regulación de la distribución por red de ductos

La distribución de GN a los usuarios mediante las redes de ductos o tuberías instaladas se caracteriza por ser un monopolio natural debido a las economías de escala que presenta dicha actividad. En el Perú, a 2014, existen dos concesiones de distribución en

operación comercial: la concesión de Lima y El Callao, administrada por la empresa Cálidda (inició operaciones comerciales en agosto de 2004) y la concesión de Ica, administrada por la empresa Contugas (la concesión le fue otorgada por el Estado peruano en 2009 e inició operación comercial en abril de 2014).

En el caso de la concesión de Lima y El Callao, la regulación del sistema de distribución comprendía regular la tarifa de la red principal de distribución y las otras redes. La distribución en alta presión, así como la infraestructura necesaria para suministrar de GN a los clientes iniciales²⁴, está referida a la red principal y la distribución en baja presión a las otras redes.

De manera similar a la actividad de transporte, el marco regulatorio de la distribución ha estado orientado a garantizar el equilibrio económico financiero del operador mediante tarifas de distribución de GN. Se tuvo como

objetivo que los precios finales del GN representaran un ahorro significativo frente al sustituto más cercano en cada uno de los sectores abastecidos.

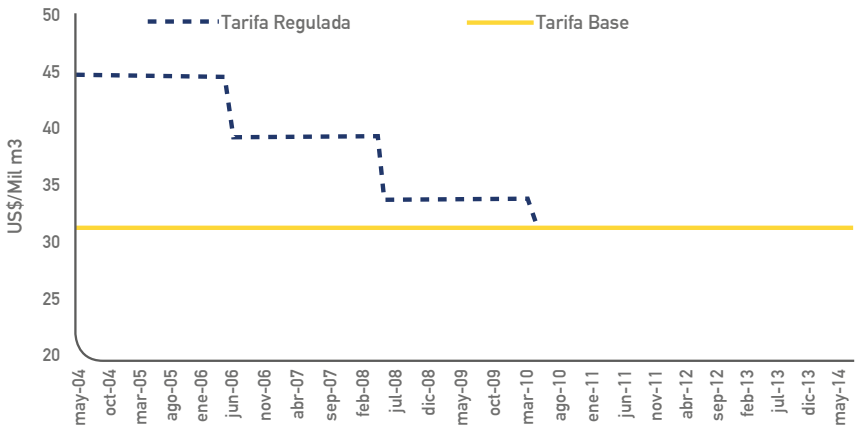
Diseño tarifario de la distribución

El sector ha ido evolucionando de acuerdo con las nuevas condiciones y retos del mercado. En consecuencia, en los últimos 10 años, la normativa con respecto a la actividad de distribución ha respondido a las necesidades del sector. Existen medidas emitidas por el MINEM en su rol normativo, así como por el Osinergmin en su rol fiscalizador, supervisor y sancionador. La normativa vigente se desenvuelve en un ámbito de eficiencia, transparencia y autonomía por parte del ente regulador.

Entre las más relevantes reformas tenemos el cambio en el diseño de las tarifas, que a la fecha se compone de la TUD (aprobada mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, por el cual se unificaron las tarifas por red principal de distribución y la tarifa de otras redes), la Resolución N° 659-2008-OS/CD (Procedimiento para la Elaboración de los Estudios Tarifarios sobre Aspectos Regulados de la Distribución de GN), que establece los lineamientos de la metodología de fijación de tarifas y, por último, el D.S. 040-2008- EM (Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de GN por Red de Ductos), que consolida las modificaciones hechas a un dispositivo legal y facilita su manejo.

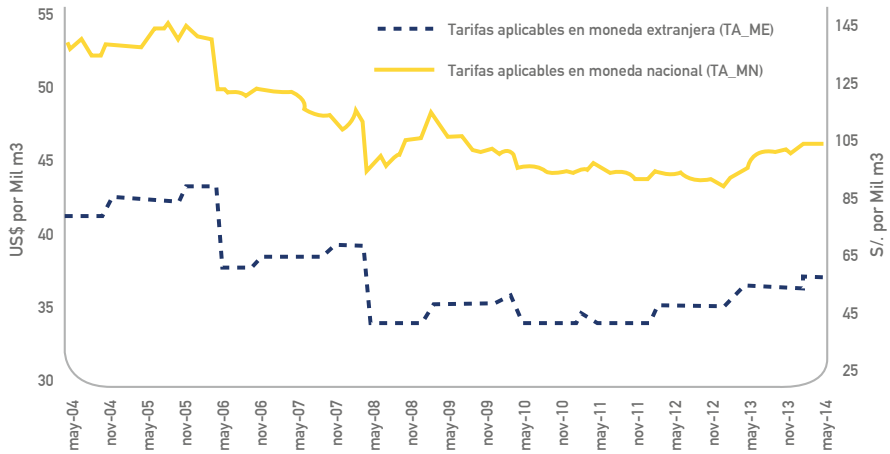
El esquema de regulación de la distribución de GN por red de ductos trata de ajustar los ingresos tarifarios a los costos regulados de la empresa concesionaria y, con ello, busca garantizar el equilibrio económico-financiero de la empresa. El proceso de fijación de tarifas en la distribución de GN comprende dos etapas: en la primera se determina el nivel que permite

Gráfico 5-2
Evolución de las tarifas máximas por transporte en la red principal



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin

Gráfico 5-3
Evolución de las tarifas aplicables por transporte en la red principal



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

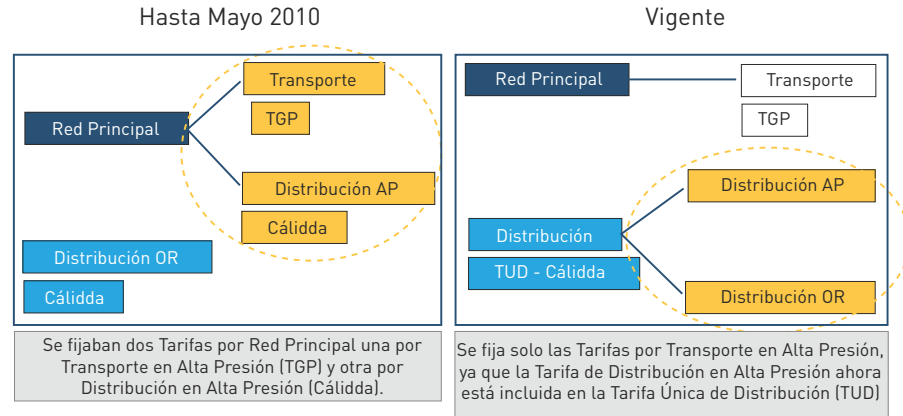
garantizar el equilibrio económico-financiero de la empresa regulada, mientras que en la segunda se realiza la asignación del nivel de las tarifas a cada una de las categorías tarifarias que se han definido.

El nivel de las tarifas se determina mediante el establecimiento de una empresa modelo eficiente o empresa de referencia, que permite que las tarifas de distribución de GN remuneren los costos eficientes de la empresa²⁵, y que de esta manera se cumpla con las exigencias y parámetros establecidos en el Reglamento de Distribución de GN por red de ductos.

Mediante la regulación, por empresa modelo eficiente se crea una empresa referencial que opera con los menores costos técnicamente posibles, que se utilizan para el establecimiento del nivel de las tarifas. Este tipo de modelo presenta las siguientes ventajas:

- Representa los costos eficientes de inversión y explotación.
- La existencia de períodos fijos y exentos de revisiones tarifarias incentiva la reducción de costos por parte de la empresa regulada (eficiencia productiva) y optimiza el desarrollo de las inversiones²⁶.
- La empresa regulada tiene la posibilidad de obtener ganancias si es capaz de aumentar su eficiencia dentro de cada periodo tarifario.
- Establece que las tarifas deben ser fijadas en base a los costos medios eficientes.

Ilustración 5-3
Tarifas por red principal: pasado vs vigente



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

En base a los costos obtenidos de la empresa modelo eficiente, la empresa concesionaria tiene las señales para alcanzar la eficiencia productiva. Además, garantiza la recuperación de las inversiones y gastos debido a que entre los costos medios resultantes de la empresa modelo eficiente se reconocen los costos eficientes de distribución y comercialización para abastecer la demanda de gas dentro de los próximos cuatro años. Es decir, estos costos se aproximan al costo marginal a largo plazo.

El costo medio del servicio de distribución se determina como el cociente de la suma de los valores presentes de la anualidad de los costos de inversión y los costos de operación y mantenimiento, así como del valor presente de la demanda.

Para el cálculo de los costos medios son necesarios componentes fijos y variables, además de la demanda. La **ilustración 5-4** permite observar, desde una mejor perspectiva, los elementos que componen a la tarifa media.

Una vez obtenido el costo medio por la construcción de una empresa modelo, se determinan las tarifas de distribución de GN, aplicables a cada tipo de consumidor (diseño tarifario). Para ello se considera que el comportamiento de una empresa en ausencia de regulación busca obtener el mayor beneficio posible de los clientes, situando los precios que paga ligeramente por debajo del precio de los combustibles sustitutos más eficientes.

En consecuencia, la metodología usada se basa en proporcionar un nivel de ahorro similar con respecto al combustible sustituto, lo que permite

$$Costo Medio = \frac{\sum_{i=1}^N \left(\frac{aCI_i + COyM_i}{(1+r)^i} \right)}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{D_i}{(1+r)^i} \right)} \quad (5-4)$$

Donde:

aCI_i : Anualidad (a 30 años) del costo de inversión (CAPEX) que comprende el valor nuevo de reemplazo existente más las inversiones proyectadas acumuladas al año “i”²⁷.

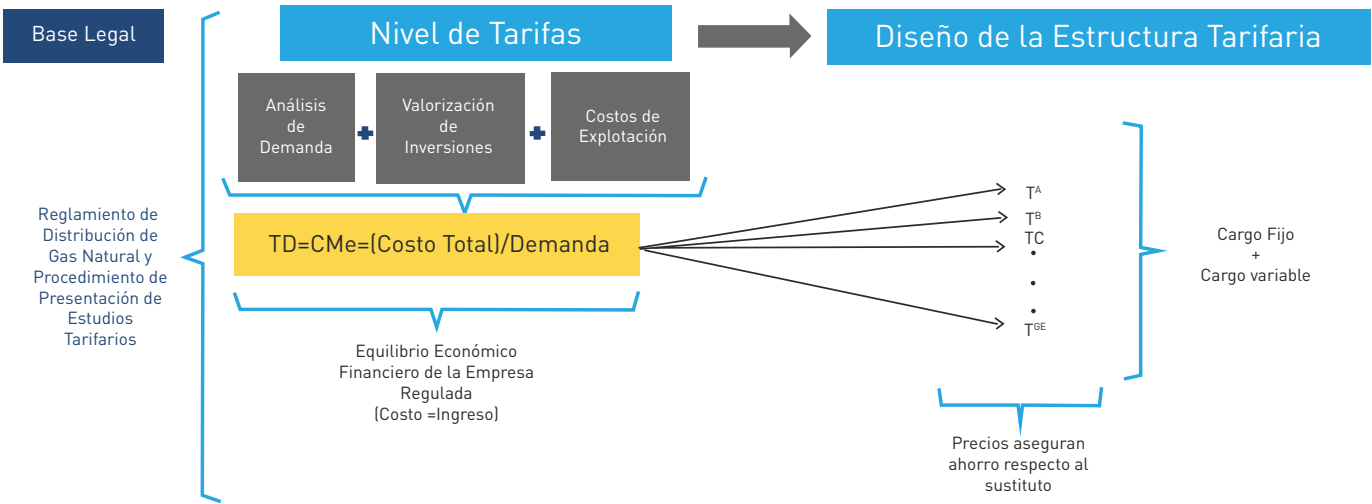
COyM_i : Costo anual de operación y mantenimiento (OPEX) al año “i”.

Di : Demanda o consumo de los consumidores al año “i”.

R : Tasa de actualización.

N : Periodo de cálculo (cuatro años).

Ilustración 5-4
Determinación del nivel de tarifas



Fuente y elaboración: Osinergmin.

ofrecer a los clientes una tarifa competitiva y que a la vez cubra los costos eficientes de la empresa.

Finalmente, se deben tomar en cuenta los cargos tarifarios complementarios, que son los siguientes: (i) derecho de conexión, (ii) acometida para usuarios menores a 300 m3/mes, (iii) inspección, supervisión y habilitación para clientes mayores a 300 m3/mes y (iii) corte y reconexión. Estos conceptos representan los cargos adicionales a las tarifas de distribución que deben también ser regulados por Osinergmin. La metodología utilizada para determinar cada uno de los cargos corresponde a la valorización de las actividades que los conforman, considerando una base de costos unitarios actualizados y eficientes.

En consecuencia, la definición de las tarifas de distribución mediante un factor de ajuste,

traslada los beneficios del ahorro del GN a todos los consumidores por igual, asignando la tarifa media a cada consumidor de acuerdo con su grado de ahorro (competitividad) con respecto al combustible sustituto.

Procesos regulatorios

A la fecha, las tarifas de distribución se fijan cada cuatro años, entrando en vigencia en mayo. A 2014 se habían efectuado los siguientes procesos regulatorios:

- Fijación de tarifas de distribución por red principal²⁸ para los periodos 2004-2006, 2006-2008, 2008-2010 y 2010-2012.
- Fijación de tarifas para las otras redes, para los periodo 2004-2008 y 2009-2013. Estas últimas tarifas solo estuvieron vigentes entre el 1º de enero de 2010 y el 6 de mayo de 2010.

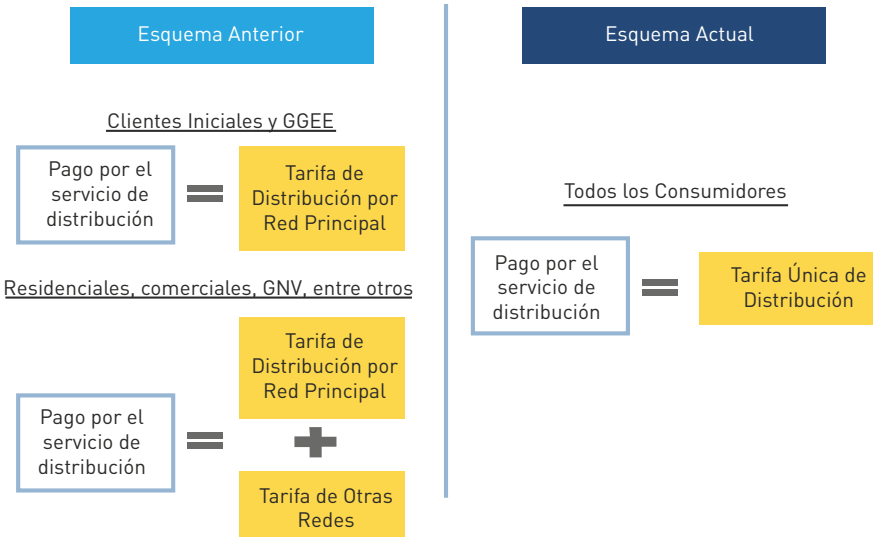
- Fijación de TUD para los periodos 2009-2013 y 2014-2018. La primera de ellas entró en vigencia a partir del 7 de mayo de 2010 y estuvo activa hasta el 6 de mayo de 2014.

Hasta el 6 de mayo de 2010, los usuarios del sistema de distribución de la concesión de Lima y El Callao pagaban dos tipos de tarifas: tarifa de distribución en la red principal y tarifa de las otras redes. Los clientes iniciales y los generadores eléctricos se encontraban conectados directamente a la red principal de distribución, mientras que el resto de consumidores (residenciales, comerciales, GNV e industriales) hacían uso de las otras redes.

Por ello, los clientes iniciales y generadores eléctricos solo pagaban la tarifa de distribución en la red principal, mientras que el resto de consumidores tenía que asumir en el pago del servicio de distribución dos conceptos: la tarifa de distribución en la red principal y la tarifa de las otras redes. Esta situación llevó a que los generadores eléctricos y los grandes consumidores industriales solicitaran la conexión solo a la red principal para pagar únicamente la tarifa por red principal de distribución y no la tarifa por otras redes, argumentando que no usaban ese servicio.

En el caso de los generadores eléctricos, el número de centrales térmicas ubicadas justo antes del City Gate de Lurín (o inicio de la red principal de distribución) aumentó de cero en 2004 a cinco en 2012. Si bien esto elevó la oferta, también ocasionó la concentración en la generación eléctrica en una zona geográfica, lo que produjo un riesgo de vulnerabilidad en el sistema eléctrico.

Ilustración 5-5
Componentes del pago por el servicio de distribución



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

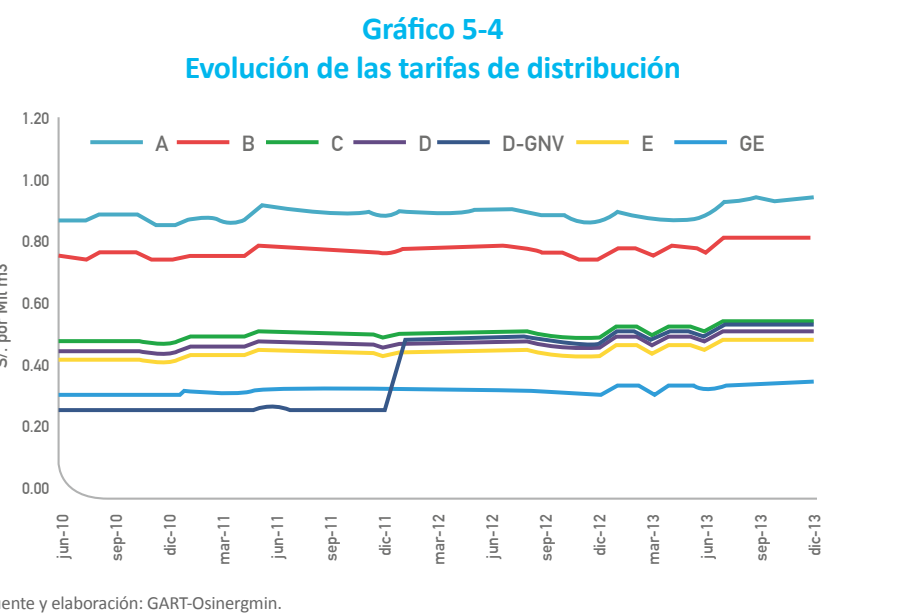
La presencia de estas centrales térmicas con grandes consumos de GN provocó externalidades negativas en el sistema de distribución, por lo que la empresa concesionaria necesitó realizar inversiones adicionales para poder cumplir con su compromiso contractual de presión al final de la Red Principal de Distribución. Lo mismo ocurría con las empresas industriales, puesto que su conexión a la red de distribución impacta en las características operativas “aguas abajo” de todo el sistema y en los costos del mismo.

Por ello, se pasó a hablar del sistema de distribución de GN, compuesto por una red principal y otras secundarias. Se requería que el sistema en su conjunto funcione y que se pagasen los costos adicionales, lo que implicaría su crecimiento y la conexión de nuevos clientes de grandes consumos, sobre todo por quienes hacen que se incurra en costos extras. Para solucionar esta situación se

creó la TUD, a ser aplicada en toda la concesión de distribución. La **ilustración 5-5** resume los esquemas tarifarios de la distribución antes y después de la reforma.

La TUD se ajusta trimestralmente según un factor de actualización que está en función de: (i) el índice de precios del acero de Estados Unidos, (ii) el índice de precios de polietileno de Estados Unidos, (iii) el índice de precios al productor de Estados Unidos y (iv) el índice de precios al por mayor del Perú. Además, se ajusta mensualmente de acuerdo al tipo de cambio.

Asimismo, a mitad del periodo de vigencia de las tarifas, las normas vigentes dan la posibilidad de un reajuste, siempre y cuando exista una divergencia entre los valores de demanda y costos que enfrenta la empresa, y aquellos que se utilizaron para el cálculo de la tarifa. Con ello se buscaría garantizar el equilibrio económico-financiero de la empresa concesionaria.



Hasta el 6 de mayo de 2010, los usuarios del sistema de distribución de la concesión de Lima y El Callao pagaban dos tipos de tarifas: de distribución en la red principal y de las otras redes.

En el **gráfico 5-4** se puede apreciar la evolución de las tarifas de distribución de GN en los últimos años. Asimismo, se observa que con el esquema regulatorio aplicado, se han obtenido tarifas estables y predecibles, contribuyendo al equilibrio del sistema de precios de la economía y su competitividad.

En el último proceso de fijación de tarifas, mediante la Resolución N° 140-2014-OS/CD, se establecieron las categorías de los consumidores para la concesión de distribución de GN por red de ductos de Lima y El Callao, las cuales se presentan en el **cuadro 5-2**. La importancia de las categorías tarifarias radica en que permiten contar con un criterio para la asignación de los costos asociados a la actividad de distribución. Asimismo, se garantiza que el GN sea accesible en cada categoría de la demanda, teniendo en consideración las particularidades de consumo que existen al interior de cada una.

Se ha propuesto la segmentación de la categoría A en dos: A1 y A2. La segmentación de la categoría A obedece al criterio de focalizar mejor los gastos de promoción a los clientes residenciales y la incorporación de la categoría

Cuadro 5-2
Categorías Tarifarias – Concesión de Lima y El Callao

Categoría Tarifaria	Descripción
	Categorías por rangos de consumo (Sm3/mes)
A1	0 – 60
A2	61-300
B	301 – 17,500
C (*)	17 501 – 300 000
D	300 001 – 900 000
E	Más de 900 000
Categorías especiales independientes del consumo mensual	
GNV	Para estaciones de servicio y/o gasocentros de GNV
GE	Para generadores eléctricos
IP	Para instituciones públicas del Estado, tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas

(*) La Tarifa Única de Distribución (TUD) aplicable a las Instituciones Públicas (IP), tales como hospitales, centros de salud e instituciones educativas, será igual a la de la Categoría C.

Fuente y elaboración: Resolución Osinergrmin N° 140-2014-OS/CD.

Cuadro 5-3
Tarifas Únicas de Distribución – Concesión de Lima y El Callao

Categoría Tarifaria	Margen de Comercialización		Margen de Distribución	
	Fijo		Fijo	Variable
	US\$/mes	US\$/(Sm3/d) - mes	US\$/(Sm3/d)-mes	US\$/Mil Sm3
A1	0,48			183,81
A2	1,59			131,24
B	27,83			71,87
C		0,0146	0,2226	37,06
GNV		0,0124	0,1883	31,35
D		0,0108	0,1648	27,43
E		0,0347	0,5283	18,51
GE		0,0287	0,4368	15,30

(*) Los márgenes de comercialización y distribución aplicables a las Instituciones Públicas (IP) son iguales a los de la Categoría Tarifaria C.
Fuente y elaboración: Resolución Osinergrmin N° 140-2014-OS/CD.

IP va en línea con facilitar el acceso al GN a instituciones públicas, como hospitales, ministerios, instituciones educativas entre otras. Osinergrmin, por medio de la TUD de la concesión de Lima y El Callao para cada categoría de consumo, ha calculado el pliego tarifario vigente desde mayo de 2014. En el **cuadro 5-3** se muestran los resultados del cálculo tarifario.

Cabe precisar que para demandas por encima de los 30,000 Sm³ por día, los consumidores son libres de contratar con la distribuidora o directamente con el productor y el transportista. Por otro lado, en la concesión de distribución de GN de Ica, se tiene planeado iniciar un proceso de regulación tarifaria una vez que concluyan los ocho años de vigencia de las tarifas iniciales establecidas en el contrato de concesión. Las categorías tarifarias que se definieron en el contrato se presentan en el **cuadro 5-4**.

Los pliegos tarifarios de la concesión Ica se han fijado en función del volumen de demanda que se proyecta atender. En el **cuadro 5-5** se presentan los pliegos de tarifas bajo tres escenarios base de demanda del año (1 “demanda baja”, 2 “demanda media”, 3 “demanda alta”), los mismos que se pueden apreciar en el **cuadro 5-4**. A cada año calendario le corresponde un único escenario de demanda, determinado en función del volumen total de GN distribuido por el sistema de distribución durante el año calendario inmediatamente anterior.

El pago que efectúan los consumidores de GN es la suma del precio en boca de pozo, la tarifa de transporte y la tarifa de distribución. La importancia de cada actividad en el precio final varía dependiendo de la categoría

Cuadro 5-4

Categorías tarifarias – Concesión de Ica

Categoría Tarifaria	Rango de Consumo (Sm³/mes)
A - Residenciales	Hasta 300 Sm³/mes
B - Comercio y Pequeña Industria	Desde 301 hasta 19 000 Sm³/mes
C – GNV	Desde 19 001 hasta 300 000 Sm³/mes
D - Gran Industria	Desde 370 001 hasta 10 000 000 Sm³/mes
E - Generador Eléctrico	Desde 10 000 001 hasta 30 000 000 Sm³/mes
F - Petroquímica	Mayor a 30 000 001

Fuente y elaboración: Contrato BOOT de concesión del sistema de distribución de GN por red de ductos en el departamento de Ica

Cuadro 5-5

Margen de comercialización y distribución – Concesión de Ica

Categoría	Margen de Comercialización						Margen de Distribución					
	Fijo			Variable			Fijo			Variable		
	US\$/ (m³/día)			US\$/ (Mil m³)			US\$/ (m³/día)			US\$/ (Mil m³)		
Escenario	1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
A	0.06	0.03	0.03	29.08	22.20	22.49	0.41	0.31	0.32	190.46	206.27	205.61
B	6.58	1.30	0.96	20.83	5.83	4.26	43.10	12.05	8.81	136.46	54.13	38.93
C	0.06	0.01	0.01	12.79	4.07	2.96	0.39	0.12	0.09	83.78	37.84	27.08
D	0.04	0.01	0.01	9.04	3.16	2.29	0.28	0.10	0.07	59.24	29.35	20.92
E	0.03	0.01	0.01	6.74	2.55	1.83	0.21	0.08	0.06	44.17	23.66	16.68
F	-	0.01	0.01	-	2.14	1.57	-	0.07	0.05	-	19.83	14.31

Nota: Para los consumidores de Categoría A y B, los componentes fijos de ambos márgenes, están expresados en US\$/mes.

Fuente y elaboración: Contrato BOOT de concesión del sistema de distribución de GN por red de ductos en el departamento de Ica.

tarifaria a la que pertenece el consumidor. Por ejemplo, en el caso de la categoría A1, el componente más importante del precio final del GN lo representa la tarifa de distribución, mientras que para la categoría GE es el precio en boca de pozo. En el **gráfico 5-5** se puede apreciar la estructura del precio final del GN en las concesiones de Lima, El Callao e Ica.

Lo expuesto en el presente capítulo ha permitido que el lector tome noción de los criterios y metodologías utilizados para la elaboración del marco regulatorio en la industria peruana del GN, los cuales han logrado que el precio del GN refleje un ahorro significativo frente al sustituto más cercano. Asimismo, uno de los aspectos regulatorios más importantes ha sido la adopción del mecanismo de la garantía de red principal.

MECANISMOS REGULATORIOS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO CAMISEA

Como se ha señalado anteriormente, el desarrollo del proyecto Camisea demoró 20 años debido a diferentes motivos que retrasaron su ejecución. Uno de los principales fue que las condiciones del mercado peruano no garantizaban el retorno de las inversiones, ya que el país no contaba con una industria de GN desarrollada, por lo que existía gran incertidumbre con respecto a cómo respondería el mercado frente al ingreso del GN.

La intervención del Estado fue entonces necesaria para garantizar un nivel de rentabilidad adecuado a los inversionistas que construyeran y operaran los ductos que transportarían el GN. Mediante la Ley N° 27133

(Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural) y su reglamento, se creó una garantía de red principal (GRP), mecanismo que permitía asegurar la recuperación de las inversiones a los concesionarios de la red principal del Proyecto Camisea a una tasa de descuento establecida en el contrato y, adicionalmente, la posibilidad de avanzar con su recaudación mediante el pago adelantado. El Decreto Supremo N° 046-2002-EM se estableció como inicio de la recaudación anticipada de la GRP el 1° de noviembre de 2002, y los peajes por GRP a recaudar hasta el comienzo de la operación comercial de Camisea (agosto del 2004).

La GRP debía extinguirse cuando el volumen de GN transportado igualase o superase la capacidad garantizada, situación que se presentó en 2009 (se tuvo una GRP igual a

cero). Así, la extinción automática de dicho mecanismo se dio en 2012, de acuerdo con las condiciones establecidas en los contratos de concesión de transporte y distribución (TGP, Cálidda y beneficiarios de la GRP).

Garantía de red principal (GRP)

La GRP es un mecanismo creado con la Ley 27133²⁹ con el objetivo de garantizar los ingresos a los concesionarios de transporte y distribución mediante la red principal³⁰ del Proyecto Camisea, con la aplicación de un cargo en el sistema principal de transmisión eléctrica a los usuarios de electricidad.

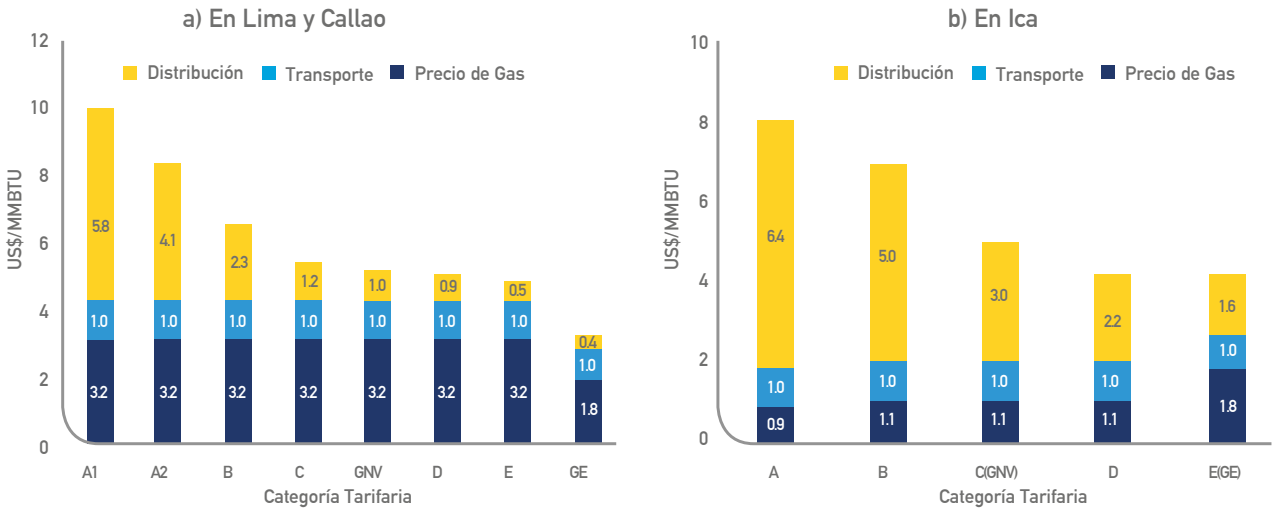
La GRP es un contrato tácito entre los concesionarios de la red principal de Camisea y los usuarios del Sistema eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), mediante

el cual se garantizó a los concesionarios ingresos que hicieron factible el desarrollo y operación del transporte y distribución del GN hasta la capacidad garantizada de la red principal. Estos, a su vez, se comprometieron a proporcionar el servicio de transporte del GN por medio de la red principal, lo que se necesitaba para el funcionamiento de las centrales térmicas que atienden al SEIN. Así, se lograron menores tarifas eléctricas que las que se hubieran dado sin la presencia del GN en el sector eléctrico.

La GRP se sustenta básicamente en el concepto de “capacidad garantizada”, que se concreta cuando los clientes o usuarios finales de electricidad garantizan el flujo de ingresos del transportista y el distribuidor del GN. Una vez definida la capacidad garantizada de la red principal, mediante el

Gráfico 5-5

Estructura del precio del gas natural, julio 2014



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

mecanismo, los usuarios aportan la diferencia entre los ingresos garantizados anuales y los ingresos reales por la prestación del servicio de transporte y de distribución de GN. Este último se obtiene por la aplicación de las tarifas y el volumen realmente transportado. Conforme se incrementa la demanda de GN, la GRP se reduce hasta llegar a cero, tal como ha ocurrido cuando la red principal transportó un volumen superior a la capacidad garantizada.

Los concesionarios de la red principal de GN, ante el requerimiento del Estado de una infraestructura de transporte con una capacidad mínima, podían optimizar el diseño y no preocuparse de la evolución de la demanda de GN, ya que esto estaba garantizado por la GRP. Esto hacía posible que el negocio fuera de bajo riesgo, donde

los ingresos no dependían del flujo de gas a transportar en función a la demanda requerida, sino más bien de las capacidades garantizadas establecidas en los contratos de concesión. Lo anterior implicaba que se debía tener cuidado al establecer las condiciones de calidad del servicio y cumplimiento de capacidades mínimas en los contratos, antes de la licitación internacional.

Aplicación de la GRP

Mientras estuvo vigente el cálculo de la GRP, el mecanismo operaba de la siguiente manera (ver **ilustración 5-6**):

- Anualmente se calculaba el consumo de gas a transportar por el gasoducto, con el fin de estimar los ingresos de los concesionarios

de transporte y distribución de la red principal.

- El resultado anterior se restaba del ingreso anual garantizado. Esta diferencia era la GRP anual que recibían las empresas concesionarias.
- El valor de la GRP se transformaba en peaje eléctrico al dividir su monto entre la demanda eléctrica vendida a los consumidores eléctricos.
- Este peaje por GRP se agregaba al peaje por conexión a la red principal de transmisión eléctrica.
- Lo recaudado era depositado a una

cuenta administrada por una fiduciaria, que se encargaba de efectuar el reparto de los montos involucrados.

- Si por algún motivo algún generador no depositaba parte del fondo de la GRP, la fiduciaria ejecutaba el fondo de garantía de Perupetro y usaba ese monto para pagar a los concesionarios (TGP y Cálidda), por ser titulares de la red principal de GN de Camisea.

A la fecha, ya no se calcula la GRP por haberse extinguido definitivamente en 2012, después de cumplir el requisito de tener un valor nulo durante tres años consecutivos. Es importante mencionar que para evitar un salto abrupto en las tarifas eléctricas, se empezó a realizar el pago adelantado de la GRP antes de la puesta en operación comercial de la red principal (denominado PAT)³¹. Dicho pago se traduce en ajustes en las tarifas de transporte de GN por un factor de descuento (FD). A la fecha, aun cuando el mecanismo de la GRP se extinguió, las tarifas de transporte en la red principal están afectas al factor de descuento. Desde noviembre de 2002 hasta febrero de 2009, la GRP ha recaudado US\$ 434 millones, de los cuales US\$ 403 millones correspondieron a TGP y US\$ 31 millones a Cálidda.

Cabe resaltar que a medida que se incrementaron los volúmenes de GN transportados por la red principal, los ingresos reales del sistema de transporte mediante la red principal también aumentaron, por lo que el peaje por GRP fue disminuyendo cada año hasta resultar ser igual a cero en el sexto año de cálculo. La GRP fue igual a cero desde el 1 de mayo de 2009 en adelante, extinguiéndose en 2012, de acuerdo con lo señalado en el numeral 12.4, del Artículo 12° del Reglamento de la Ley de Promoción de la Industria del GN³².

Beneficios de la GRP y su impacto en la tarifa eléctrica³³

El establecimiento de la GRP ha hecho posible el desarrollo del proyecto Camisea, generando beneficios que no solo se encuentran referidos a su impacto en el sector eléctrico (costos, tarifas y capacidad de generación), sino también a la actividad económica del país, abarcando, entre otros aspectos, los siguientes:

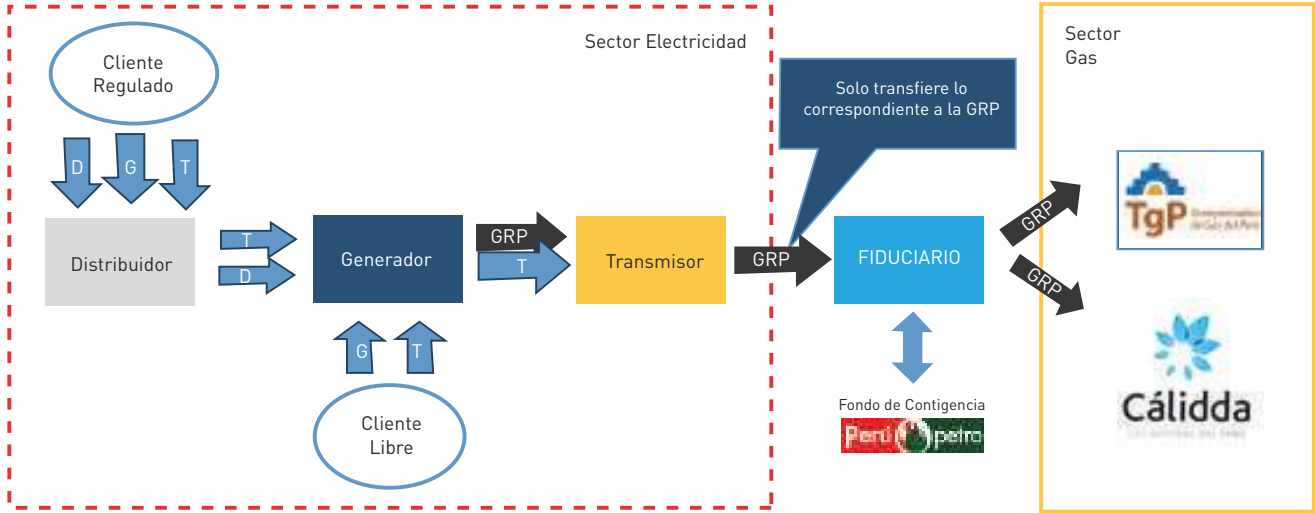
- Ha facilitado el desarrollo del gasoducto que transporta GN de Camisea a Lima, con un esquema de bajo riesgo para el inversionista, que a su vez permite a los usuarios eléctricos beneficiarse de la reducción de las tarifas eléctricas y al resto de usuarios de GN mediante tarifas competitivas, acordes con el bajo riesgo del negocio.
- Ha evitado el uso de recursos del Tesoro Público para el desarrollo de la infraestructura de transporte del GN, por lo que se liberaron fondos para la implementación de programas sociales.
- Ha disminuido el consumo del petróleo diésel 2, residuales y otros combustibles líquidos demandados por las generadoras eléctricas, industrias y otros consumidores, disminuyendo el déficit de la Balanza Comercial de Hidrocarburos del país.

Además, se debe resaltar que el tiempo de funcionamiento de la GRP ha sido menor que el previsto inicialmente, debido al rápido crecimiento de la demanda de GN por parte de las generadoras eléctricas y el resto del mercado. Asimismo, la decisión de adelantar la recaudación de la GRP dos años antes de la puesta en operación del ducto de transporte permitió atenuar el incremento en las tarifas (el

aumento se hubiese producido de aplicarse la recaudación de la GRP recién en la fecha de puesta en operación comercial). Este adelanto fue capitalizado a una tasa de 12% anual a favor de los usuarios de la red principal, dando lugar a un factor de descuento aplicable a las tarifas desde la puesta en operación comercial hasta el fin del periodo de recuperación.

El establecimiento de un conveniente marco jurídico y regulatorio que conlleve al adecuado desarrollo de la industria del GN supone aspectos que superan la fijación de las tarifas. Este debe contener una serie de normas y pautas del accionar de los agentes en las diferentes actividades de la cadena productiva, a fin de garantizar seguridad y calidad del suministro a los consumidores. Si bien el marco regulatorio ha sido el reflejo del cumplimiento de una de las funciones entregadas a Osinerghin, este órgano regulador también tiene a su cargo las funciones de supervisión, fiscalización y atención de reclamos.

Ilustración 5-6
Funcionamiento de la GRP



Fuente y elaboración: GART-Osinerghin.



Foto: Planta termoeléctrica Chilca, Lima-Perú.

“

DISEÑO DE MERCADO PARA EL GAS NATURAL

La elección de un diseño de mercado verticalmente desintegrado para la industria del gas natural en nuestro país permitió establecer las condiciones necesarias para su desarrollo en condiciones de competencia. Una industria verticalmente integrada habría debilitado los incentivos a la inversión y dado lugar a mayores posibilidades de abuso de su posición dominante que hubieran frenado el ingreso de nuevas empresas. Además, el diseño adoptado reduce las asimetrías de información en las relaciones contractuales principal-agente y mejora el desempeño de los órganos reguladores. El desarrollo futuro de la industria de gas natural en nuestro país requiere de innovaciones y reformas en distintos ámbitos, sobre todo en el normativo. Una de estas reformas podría apuntar a reducir las asimetrías en el poder de negociación entre las empresas del mercado de gas natural y el eléctrico que podrían generarse como consecuencia de fusiones y adquisiciones.

Dr. José Ignacio Távara Martín
Miembro del Consejo Directivo de Osinermin

”

06

EN BUSCA DEL EQUILIBRIO

SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN DE LA INDUSTRIA
DEL GAS NATURAL Y ATENCIÓN DE RECLAMOS



Foto: Instalaciones de planta termoeléctrica a Gas Natural Chilca, Lima-Perú.

EN BUSCA DEL EQUILIBRIO

Supervisión y fiscalización de la industria del gas natural y atención de reclamos

La supervisión de las actividades de gas natural tiene como finalidad que los actores involucrados en el mercado tengan la seguridad y confianza necesaria para realizar transacciones.

Instalaciones de la planta termoeléctrica Chilca, departamento de Lima.

EN BUSCA DEL EQUILIBRIO

Supervisión y fiscalización de la industria del gas natural y atención de reclamos

La función supervisora se ejerce a fin de lograr que la industria de gas natural se desarrolle, permitiendo el equilibrio en el crecimiento de una infraestructura, bajo el cumplimiento de las normas de seguridad y calidad del servicio y producto.

Como se ha mencionado, la industria del GN está compuesta por un conjunto de actividades: (i) exploración y explotación, (ii) procesamiento, (iii) transporte y (iv) distribución y comercialización de GN. La supervisión de cada una tiene como finalidad que los actores involucrados en el mercado -inversionistas (proveedores) y clientes (consumidores)- tengan la seguridad y confianza necesaria para realizar transacciones. En efecto, mientras los inversionistas buscan un ambiente confiable para tomar sus decisiones de manera segura; los consumidores buscan bienes y servicios que posean un acceso oportuno y de manera continua.

SUPERVISIÓN EN LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

La supervisión de la industria de GN involucra la verificación del cumplimiento de las obligaciones requeridas a los agentes del sector. Estas obligaciones están contenidas en la normativa de carácter general, en los contratos de licencia, servicio, concesión u otra modalidad contractual, según corresponda, y aquellas emitidas en virtud de medidas administrativas y/o mandatos de carácter particular. Es decir, la función supervisora se ejerce a fin de lograr que la industria de GN se desarrolle, permitiendo el equilibrio en el crecimiento de una

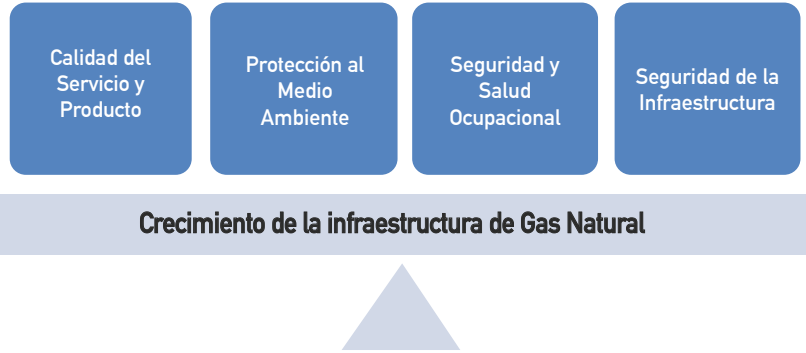
infraestructura, bajo el cumplimiento de las normas de seguridad y de calidad del servicio y producto (ver **ilustración 6-1**).

Las obligaciones contenidas en la normativa de carácter general pueden ser clasificadas según la materia que regulan: (i) normas técnicas y de seguridad de la infraestructura, (ii) normas relativas a la protección del medio ambiente y (iii) normas relativas a la seguridad y salud en el trabajo. Estas categorías están sustentadas en la normativa general del Perú (ver **ilustración 6-2**).



Foto: Instalaciones de la planta termoelectrica Chilca, Lima-Perú.

Ilustración 6-1
Equilibrio del crecimiento de la infraestructura del gas natural



Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Es preciso señalar que hasta 2011, la supervisión y fiscalización de la normativa relativa a la protección ambiental, a la seguridad y salud en el trabajo, y la seguridad de la infraestructura eran competencias directas de Osinermin. Sin embargo, a partir de ese año las competencias en materia de protección ambiental fueron asumidas por OEFA³⁴, y la competencia para supervisar y fiscalizar los aspectos relativos a la seguridad y salud en el trabajo se trasladó al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MINTRA)³⁵ por medio de la Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral. Los aspectos relacionados a las normas técnicas y de seguridad de la infraestructura se han mantenido bajo la jurisdicción de Osinermin. Los aspectos técnicos

y de seguridad de la infraestructura en la industria de GN se han desarrollado bajo el marco de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Ley N° 26221), estableciendo los parámetros desde la exploración y explotación hasta la comercialización (ver **ilustración 6-3**).

De acuerdo con este marco normativo, cada agente de la industria de GN debe contar con un determinado título habilitante, según la actividad que realice. La entidad responsable de otorgar estos títulos dependerá de la actividad involucrada (ver **cuadro 6-1**).

De esta manera, los títulos habilitantes pueden ser de dos tipos: contractual o mediante el Registro de Hidrocarburos. A nivel contractual, dada la particularidad de la industria de GN (caracterizada por poseer actividades relacionadas con la disposición de recursos naturales así como de servicios), la

competencia para la supervisión y fiscalización ha sido establecida según el **cuadro 6-2**.

De acuerdo con lo señalado, la supervisión y fiscalización se determina según el título habilitante requerido. En el caso específico de la supervisión que ha venido realizando Osinergmin, para las actividades de exploración, explotación, transporte y distribución, el contrato precede a la intervención de Osinergmin durante la fase constructiva del proyecto. Mientras tanto, en el caso de la actividad de comercialización y procesamiento, la supervisión de la construcción por parte de Osinergmin precede a la inscripción en el Registro de Hidrocarburos (ver la **Ilustración A.6-1** en el **Anexo Digital** para más detalle).

Lo anterior ha tenido como consecuencia que Osinergmin diseñe la supervisión de manera particular según la oportunidad de obtención

del título habilitante. Asimismo, la supervisión y fiscalización de las actividades constructivas de cada proyecto han sido desarrolladas de manera distinta a las actividades operativas. Esto es debido a que en la etapa constructiva se realiza la mayoría de las actividades objeto de supervisión: transporte de material, procesos de soldadura, tendido de redes, apertura de zanjas, entre otros.

SUPERVISIÓN EN EL PROYECTO CAMISEA

El desarrollo del Proyecto Camisea estuvo acompañado de una supervisión particular dada su magnitud y nvergadura. El descubrimiento de los yacimientos de gas en los Lotes 88 y 56 significó uno de los mayores retos asumidos en las actividades de supervisión de la industria de GN.

La supervisión del proyecto involucró la adopción y puesta en marcha de mecanismos que permitiesen verificar el cumplimiento de los dispositivos técnicos y legales de manera eficiente y oportuna, teniendo en cuenta las especiales características de la industria del GN. Para el Proyecto Camisea, la supervisión del cumplimiento de la normativa de carácter general ha verificado las labores constructivas y operativas de las instalaciones (ver el **cuadro A.6-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

A la fecha, las instalaciones relacionadas al Proyecto Camisea han tenido cambios significativos en su capacidad de procesamiento, fraccionamiento o transporte, según sea el caso. Por ejemplo, la planta Malvinas pasó de tener una capacidad de procesamiento de 440 mmpcd en el año 2004 a 1,680 mmpcd en 2013 (ver **cuadro 6-3**).

Ilustración 6-2
Normativa general de la supervisión en la industria de gas natural



Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Ilustración 6-3
Marco normativo según las actividades de la industria de gas natural

Exploración y Explotación	Reglamento de las actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos-Decreto Supremo N° 032-2004-EM.
Procesamiento	Reglamento para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 051-93-EM.
Transporte por ductos	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos - Decreto Supremo N° 081-2007-EM.
Distribución por red de ductos	Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos - Decreto Supremo N° 042-99-EM.
Comercialización de GNV	Reglamento para la Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de GNV - Decreto Supremo N° 006-2005-EM.
Comercialización de GNC - GNL	Reglamento para actividad de comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL) - Decreto Supremo N° 057-2008-EM.

Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.

Cuadro 6-1
Títulos habilitantes según actividad

Actividad	Título Habilitante	Entidad otorgante
Exploración y Explotación	Contrato de Licencia Contrato de Servicio	Perupetro
Procesamiento	Registro de Hidrocarburos	Osinergmin
Transporte por ductos	Contrato de Concesión	MINEM
Distribución por red de ductos	Contrato de Concesión	MINEM
Comercialización de GNC y/o GNL	Registro de Hidrocarburos	Osinergmin

Fuente y elaboración: GFGN-Osinergmin.



La supervisión del Proyecto Camisea involucró la adopción y puesta en marcha de mecanismos que permitiesen verificar el cumplimiento de los dispositivos técnicos y legales de manera eficiente y oportuna, teniendo en cuenta las especiales características de la industria del GN.



En atención a la complejidad de este proyecto, fue necesaria la aplicación de diversos mecanismos de supervisión, considerando el desarrollo de la industria y los aspectos que debían verificarse. El primero de ellos es el tradicional, en donde el Estado controla y vigila de manera directa el cumplimiento de la normativa vigente. En este nivel, es el Estado el que interviene sobre la autonomía privada. No obstante, en el caso específico de Osinergmin, dicha intervención la realizan empresas supervisoras³⁶ en visitas directas, a fin de verificar el estricto cumplimiento de las condiciones de seguridad y el marco normativo vigente.

El mecanismo de supervisión directo ha sido empleado en las etapas constructiva y operativa de todos los hitos del Proyecto Camisea. Así, ha ido de la mano con el establecimiento de indicadores previamente identificados, los cuales han permitido el chequeo en campo de los aspectos fundamentales e indispensables para que las actividades se desarrollen con seguridad, en resguardo de la vida y salud de las personas

(ver el **cuadro A.6-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Debido a las especiales características de las actividades vinculadas a la industria del GN (una industria nueva en el país) y ante el crecimiento progresivo de los agentes a supervisar, la industria de GN ha requerido de ciertas medidas para fortalecer la seguridad. De esta manera se han impulsado

dos tipos de supervisión complementarios: supervisión mediante terceros y la supervisión propia de cada agente.

El esquema de supervisión que se ha venido aplicando se encuentra basado en uno multicapa, cuyo principal objetivo es lograr una eficiente intervención del organismo regulador, apostando por el uso de terceros altamente calificados como una herramienta para el desarrollo de sus labores.

Supervisión mediante terceros

Este mecanismo de supervisión es considerado de segundo nivel. Intervienen personas naturales y jurídicas altamente calificadas en las actividades de la industria del GN, las cuales deben contar con una acreditación emitida por el Servicio Nacional de Acreditación del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la

Protección de la Propiedad Intelectual (SNA-Indecopi) o por un organismo homólogo.

Para implementar este mecanismo de supervisión, se consideró el esquema de la acreditación, lo que implica contar con una evaluación integral de los procesos de cada actividad, las personas que intervienen y de los productos que se utilizan. De esta forma, Osinerghmin en coordinación con Indecopi (como integrantes del Sistema Supervisor de la Energía³⁷) implementaron un mecanismo de supervisión basado en la acreditación por medio de dos grandes áreas (ver la **ilustración A.6-2** en el **Anexo Digital** para más detalles).

La primera es el Régimen de Supervisión de Organismos de Inspección, conformado por empresas especializadas en verificar que las instalaciones de GN cumplan con las normas técnicas y de seguridad establecidas en el marco normativo vigente. Para ello, se crearon a las Empresas Supervisoras Acreditadas de Nivel A y B para actividades de GN, las cuales deberán contar con una acreditación vigente, otorgada por el SNA-Indecopi o por un organismo extranjero de acreditación homólogo a este, signatario de alguno de los Acuerdos de Reconocimiento Mutuo de la International Accreditation Forum (IAF, Foro Internacional de Acreditación), la International Laboratory Accreditation Corporation (ILAC, Cooperación Internacional de Acreditación de Laboratorios) o la InterAmerican Accreditation Cooperation (IAAC, Cooperación InterAmericana de Acreditación), que acredite la capacidad para inspeccionar las actividades vinculadas a la industria de GN.

Gracias a la reglamentación aprobada, se logró la certificación de la construcción de uno de los proyectos de inversión más



Instalaciones de la planta termoelectrica Chilca, departamento de Lima.

grandes realizados en el país: la planta de GNL de Pampa Melchorita y del ducto principal desde el cual se abastece a dicha planta con GN. Asimismo, se ha utilizado la certificación en la supervisión preoperativa de las etapas de diseño y construcción de los establecimientos de venta al público de GNV en el país. Estas certificaciones han permitido contar con mecanismos adicionales que garantizan a Osinerghmin, a los inversionistas y a la ciudadanía, que dichas instalaciones fueron diseñadas y construidas en cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad establecida en el marco jurídico vigente.

La segunda área se refiere al Régimen de Organismos de Certificación de Personas, conformado por empresas especializadas en evaluar los conocimientos y competencia

técnica de los profesionales que participan en las actividades de GN. En aplicación de ello, se han creado el Registro de Profesionales Expertos en Elaborar Estudios de Riesgos y Planes de Contingencia y el Registro de Instaladores de GN.

En el primero se inscriben los ingenieros colegiados interesados en elaborar estudios de riesgos y planes de contingencia requeridos para las siguientes actividades de hidrocarburos, como exploración, explotación, procesamiento, refinación y petroquímica, transporte de hidrocarburos por ductos, distribución de GN por redes, plantas de abastecimiento, plantas de abastecimiento en aeropuertos, terminales y transporte acuático. Para ello, se debe contar con un Certificado de Competencia Técnica, emitido por un Organismo de Certificación de Personas acreditado por el SNA-Indecopi

Cuadro 6-2
Entidades competentes para la supervisión y fiscalización contractual

Actividad	Entidad	
	Supervisión	Fiscalización
Exploración y Explotación	Perupetro	
Transporte por ductos	Osinerghmin	MINEM
Distribución por red de ductos	Osinerghmin	MINEM

Fuente y elaboración: GFGN-Osinerghmin.

Cuadro 6-3
Infraestructura de procesamiento, transporte y distribución

Infraestructura	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Plantas de Procesamiento de GN (MMPCD)										
Malvinas	440	440	440	440	1,160	1,160	1,160	1,160	1,680	1,680
Ducto de Transporte de GN (MMPCD)										
TGP	314	314	314	314	314	380	450	530	610	610
Ducto de Transporte de LGN (MBPD)										
TGP	50	50	50	50	70	85	88	88	110	130
Ducto de Distribución de GN (MMPCD)										
Cálidda	255	255	255	255	255	255	255	255	255	420
Planta de Fraccionamiento de LGN (MBPD)										
Pisco – Camisea	50	50	50	50	85	85	85	85	85	120

Fuente y elaboración: GFGN-Osinerghmin.

en la especialidad de profesionales expertos en elaborar estudios de riesgos y planes de contingencia para actividades de hidrocarburos. A la fecha, se cuenta con alrededor de 20 personas naturales registradas en las tres categorías: hidrocarburos, seguridad industrial y evaluación de riesgos.

De igual modo, Osinergmin creó el Registro de Instaladores de GN, en el cual se deben inscribir todas las personas, naturales o jurídicas, que deseen realizar actividades de construcción, reparación y mantenimiento de instalaciones internas de GN. Para la inscripción en dicho registro, los interesados deben presentar un Certificado de Competencia Técnica emitido por un Organismo de Certificación de Personas acreditado por el SNA-Indecopi en la especialidad de instaladores de GN. A la fecha, Osinergmin cuenta con más de 400 personas naturales y 100 empresas registradas.

La supervisión de terceros es resumida de la siguiente manera: la certificación puede ser otorgada por organismos de inspección o de certificación de personas, siendo los primeros relevantes para el producto, proceso o servicio a inspeccionar, mientras que los segundos son relacionados a alguna especialidad. Con la implementación de la supervisión basada en la acreditación, la industria del GN se ha convertido en pionera en la incorporación de la certificación como un mecanismo destinado al fortalecimiento de la seguridad, lo cual contribuye con el ejercicio de la función supervisora de Osinergmin.

Supervisión realizada por cada agente

El otro tipo de supervisión complementario es vía cada agente de la industria. Osinergmin ha implementado un Procedimiento de Declaraciones Juradas (PDJ) para vigilar los

aspectos de seguridad y funcionamiento operativo, siendo los propios agentes quienes auto-supervisan sus actividades y adoptan las medidas necesarias y oportunas, antes de que se genere cualquier riesgo a la infraestructura o a la población. Esto ha permitido promover una cultura de prevención de daños. A la fecha se viene aplicando la supervisión realizada por cada agente para las plantas de procesamiento, los ductos destinados al transporte de GN por ducto mayores a 20 bar y para los establecimientos de venta al público de GNV (ver **ilustración A.6-3** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Por otro lado, cabe mencionar que las funciones encargadas a Osinergmin posibilitan su accionar en cada una de las actividades de la industria.

La función reguladora permite la fijación de tarifas que garanticen el equilibrio económico-financiero en el transporte y la distribución. La función de supervisión y fiscalización garantiza que la infraestructura usada por las empresas, desde la exploración hasta la distribución y comercialización, conlleve a un producto seguro y confiable. No obstante, la rápida evolución del mercado y la necesidad de que el GN sea un bien de servicio público ininterrumpido y de consumo masivo, requieren verificar que las condiciones de entrega del producto a los clientes finales sean las óptimas. Esto muchas veces podría no cumplirse debido a que las empresas pueden aprovechar su condición de operador único (monopolio) y deteriorar el servicio que ofrecen. Ante ello, los usuarios tienen el derecho de presentar sus reclamos por

acciones contraproducentes de la empresa operadora ante Osinergmin, que tiene a su cargo la atención de reclamos de los usuarios residenciales de GN.

ATENCIÓN DE RECLAMOS DE USUARIOS RESIDENCIALES DE GAS NATURAL

La solución de reclamos de usuarios de servicio público es una de las funciones encomendadas a Osinergmin dentro del marco de competencia establecido por las normas legales del sector energía³⁸.

En el ámbito de los subsectores de electricidad y distribución de GN, es ejercida por las entidades que desarrollan actividades relacionadas a dichos subsectores, en primera instancia administrativa y en vía de apelación por la Junta de Apelaciones de Reclamos de Usuarios (JARU) en segunda y última instancia administrativa. Para ello, la JARU cuenta con una Directiva de Reclamos, norma que establece un procedimiento de reclamo claro y expeditivo para que los administrados en general puedan observar sus derechos y obligaciones.

A la fecha, mediante el Reglamento de los Órganos Resolutivos de Osinergmin, aprobado por la Resolución de Consejo Directivo N° 067-2008- OS/CD y sus modificatorias, se regula la actuación de la JARU. Se establece su competencia a nivel nacional y sus funciones, dentro de las cuales se encuentra la de conocer y resolver en calidad de tribunal de segunda y última instancia administrativa, los recursos de apelación, así como las quejas y medidas cautelares formuladas por los usuarios de los servicios públicos de electricidad y GN

que sean de su competencia. Además, se encuentra la de actuar como órgano resolutorio sancionador de primera instancia en el marco de los procedimientos administrativos que se inicien como efecto del incumplimiento de las concesionarias a lo dispuesto en sus resoluciones.

Cuando exista una controversia o conflicto derivado de la prestación del servicio público de electricidad o de distribución de GN entre una persona (que puede ser titular de un suministro, o usuario del servicio o tercero con legítimo interés) y la empresa concesionaria que presta el servicio público, la primera no se verá desamparada ante tal situación. Se encontrará en posibilidad de interponer un reclamo en vía administrativa ante la concesionaria y, si no está de acuerdo con lo que esta resuelva, podrá interponer un recurso de apelación ante la JARU. En este caso, la JARU asume competencia para evaluar la materia en disputa, a fin de emitir una resolución en segunda y última instancia administrativa, con lo cual queda agotada esta vía.

Por otra parte, cabe indicar que en caso la empresa concesionaria no cumpla con la medida correctiva ordenada por la JARU, la Secretaría Técnica de los Órganos Resolutivos (STOR), en su rol instructor, conforme a lo previsto en el Reglamento del Procedimiento Administrativo sancionador de Osinergmin³⁹, estará en condiciones de iniciar un procedimiento administrativo sancionador que podría culminar con la imposición de una multa por parte de la JARU a la concesionaria. En caso persistiese la situación de incumplimiento, la JARU podrá imponer de manera sucesiva multas coercitivas a la concesionaria, incluso

JARU cuenta con una Directiva de Reclamos, norma que establece un procedimiento de reclamo claro y expeditivo para que los administrados en general puedan observar sus derechos y obligaciones.

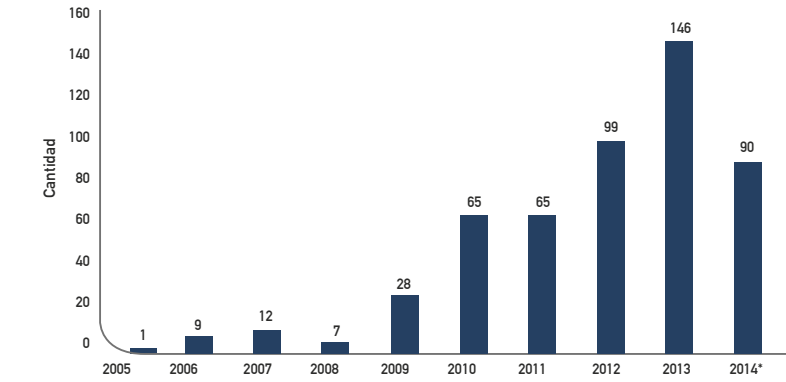
duplicando en cada oportunidad el importe de la multa.

De esta manera, la función que ha venido desempeñando la JARU dentro del subsector de distribución de GN ha sido importante para la sociedad ya que en su calidad de tribunal administrativo actúa como autoridad⁴⁰ de última instancia, verificando que las partes cumplan con lo previsto en el ordenamiento jurídico de los sectores bajo el ámbito de competencia.

Así, los usuarios del servicio de GN no se han visto desprotegidos ante las eventuales infracciones a la norma que puedan haber incurrido las concesionarias. El **gráfico 6-1** muestra que la atención de apelaciones por la JARU ha ido en constante aumento, acorde a la evolución del sector GN, llegando a registrar 146 apelaciones en 2013.

La transparencia y estabilidad del marco

Gráfico 6-1
Apelaciones de los usuarios del servicio de gas natural atendidas por la JARU



Nota: * A mayo 2014.
Fuente y elaboración: JARU.

regulatorio mediante el cumplimiento de las funciones de Osinergmin, las mejoras en el entorno macroeconómico del país, la tendencia al alza de los precios internacionales del petróleo y el desplazamiento internacional hacia el uso de fuentes energética más eficientes (como el GN), han logrado que en la última década la industria del GN en el Perú experimente un crecimiento importante.

Estas condiciones permitieron que las empresas privadas encuentren un ambiente estable para las inversiones en el sector. Asimismo, la demanda en el país se ha visto impulsada por las nuevas metas energéticas de acceso al GN y por las ventajas comparativas en costos que ofrece dicho combustible en su uso final: generación eléctrica y a nivel de los clientes vehiculares, residenciales, comerciales e industriales.

En los siguientes capítulos se describen la evolución del mercado interno del GN (**capítulo 7**), los mecanismos y proyectos de ampliación del consumo de GN en el resto de ciudades del país (**capítulo 8**) y la reconfiguración del consorcio exportador de GNL (**capítulo 9**).

La transparencia y estabilidad del marco regulatorio, las mejoras en el entorno macroeconómico del país, la tendencia al alza de los precios internacionales del petróleo y el desplazamiento hacia el uso del GN, han logrado que el GN en el Perú experimente un crecimiento importante.



Foto: Planta compresora Chiquintirca, Ayacucho -Perú.

07

RESPUESTA DEL MERCADO

EVOLUCIÓN EN EL PERÚ



Foto: Planta termoeléctrica a Gas Natural Chilca, Lima-Perú.

RESPUESTA DEL MERCADO

Evolución en el Perú

Hasta fines de 2013, han sido 14 distritos de Lima Metropolitana los abastecidos por Cálidda. Se han instalado 135 mil conexiones domiciliarias, beneficiando alrededor de 700 mil personas.

RESPUESTA DEL MERCADO

Evolución en el Perú

El presente capítulo presenta la descripción de indicadores relacionados al mercado del GN en el Perú, tales como la evolución del volumen demandado, el número de usuarios, las redes de gasoductos construidos, entre otros, desde el inicio del Proyecto Camisea.

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA POR TIPO DE CLIENTE

Según el informe Situación Energética del Perú (PUCP 2013), en la última década, la economía peruana ha experimentado uno de sus mejores ciclos económicos, originando una mayor demanda de energía que ha podido ser abastecida de manera oportuna gracias a la producción de GN procedente de Camisea⁴¹.

Tomando en cuenta el Marco Macroeconómico Multianual 2015-2017 y el Reporte de Inflación del Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) de julio de 2014, se proyecta que el crecimiento económico del país se mantenga de forma moderada en los próximos años. Esto se traduciría en un significativo requerimiento del consumo de GN, tanto en los sectores eléctrico,

transporte, residencial e industrial, como en los proyectos previstos a mediano y largo plazo (destaca la industria petroquímica pues es el insumo esencial) y la expansión del GN a las grandes ciudades de provincias. En este escenario se podrá observar la importancia del Proyecto Camisea, que permitirá registrar una significativa reducción del déficit comercial por concepto de sustitución de importaciones del petróleo.

El **gráfico 7-1** muestra la importancia que ha mostrado el Proyecto Camisea: hay una considerable expansión del uso del GN en las diferentes categorías tarifarias, resaltando el caso de los clientes residenciales (categoría A), que a abril de 2014 totalizaron 198,474 usuarios. Por otra parte, las generadoras

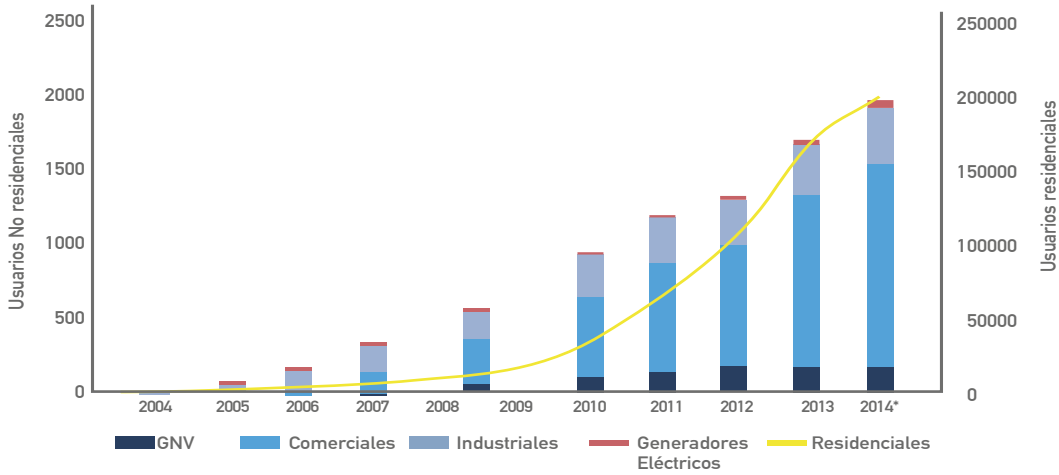
eléctricas que utilizan este combustible suman 17 clientes.

A pesar de que los clientes residenciales concentran la mayor cantidad de usuarios, su volumen consumido es mucho menor al de todas las categorías tarifarias. Las generadoras eléctricas muestran un comportamiento totalmente opuesto, al ser los principales demandantes de GN en el país debido a la intensidad de uso. Según el **gráfico 7-2**, a diciembre de 2013 se registró un volumen distribuido de 304 MMPCD para la categoría de generación eléctrica, 64 MMPCD para los clientes de GNV, 121 MMPCD para la categoría industrial, 2 MMPCD para la categoría comercial y 3 MMPCD para los clientes residenciales.



Foto: Planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita, Lima-Perú.

Gráfico 7-1
Evolución del número de clientes del mercado de GN según categoría tarifaria, 2004- 2014*



Nota: * Datos a abril 2014.
Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Con respecto a los principales consumidores de GN para 2013, Perú LNG se ha constituido como el más importante, llegando a concentrar cerca de 54% de toda la producción de GN de Camisea, seguido de las generadoras eléctricas que ostentan una significativa proporción de aproximadamente 30% del total de consumo de GN del país.

Asimismo, los clientes industriales, grupo conformado principalmente por empresas dedicadas a la industria de cerámicas, aceros y cemento consumen alrededor de 3.8% del total, mientras que las empresas dedicadas a la distribución de GN, Contugas y Cálidda, han utilizado 13% del total producido en 2013 (ver **cuadro A.7-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL VEHICULAR

En el segmento vehicular, el GN se utiliza bajo la forma de GN vehicular (GNV), que no es más que el mismo gas comprimido a presiones de aproximadamente 200 bar y expendido en estaciones de servicio o gasocentros. En los últimos años, su uso se ha difundido notablemente, sobre todo debido a sus ventajas económicas con respecto a las gasolinas y el GLP. A la fecha, el servicio público de transporte (buses y taxis) utiliza gran parte del suministro de GNV como combustible. Se debe señalar que una gran proporción de los vehículos que operan a GNV no fueron originalmente diseñados para funcionar con este combustible, sino convertidos para aprovechar las ventajas económicas del GNV. El **gráfico 7-3** muestra la evolución que ha seguido el número de vehículos activos a GNV

(vehículos convertidos y nuevos durante el periodo 2005-2013).

Siguiendo la misma tendencia del crecimiento del número de vehículos convertidos a GNV, también se han incrementado las estaciones de servicio de GNV o gasocentros. Así, en 2013 se tenían operando 210 gasocentros, número significativamente superior a los cuatro que inicialmente se habían instalado en 2006. En 2013, la demanda de las estaciones de servicio registró un consumo de 63.9 MMPCD, lo cual representó 13% de la demanda total de GN en el país (ver **gráfico 7-4**).

Sobre el consumo de GNV en la región Ica, en 2012 se instalaron dos estaciones de venta de GNV. Posteriormente, en 2013, dicha cantidad se incrementó a cinco estaciones. Los gasocentros atienden la creciente demanda de GNV que se ha generado a partir de la conversión de vehículos, que en 2013 alcanzó la cifra de 1,926 (ver **gráfico 7-5**).

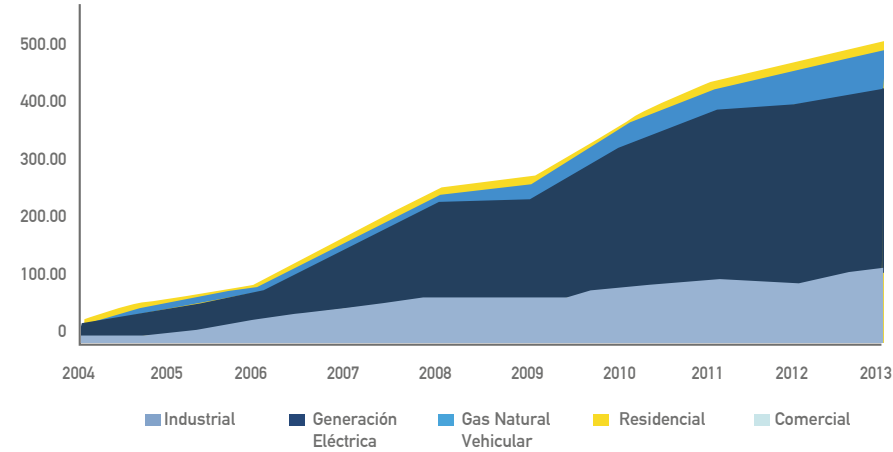
EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL RESIDENCIAL

Como se ha mencionado en secciones anteriores, la categoría de clientes residenciales agrupa la mayor cantidad de demandantes de GN (cocción de alimentos y calefacción). En la actualidad, existen dos empresas que distribuyen el GN a nivel residencial: Cálidda en Lima y El Callao desde 2004 y Contugas en el departamento de Ica desde 2014.

Sistema de distribución de gas natural en Lima y El Callao

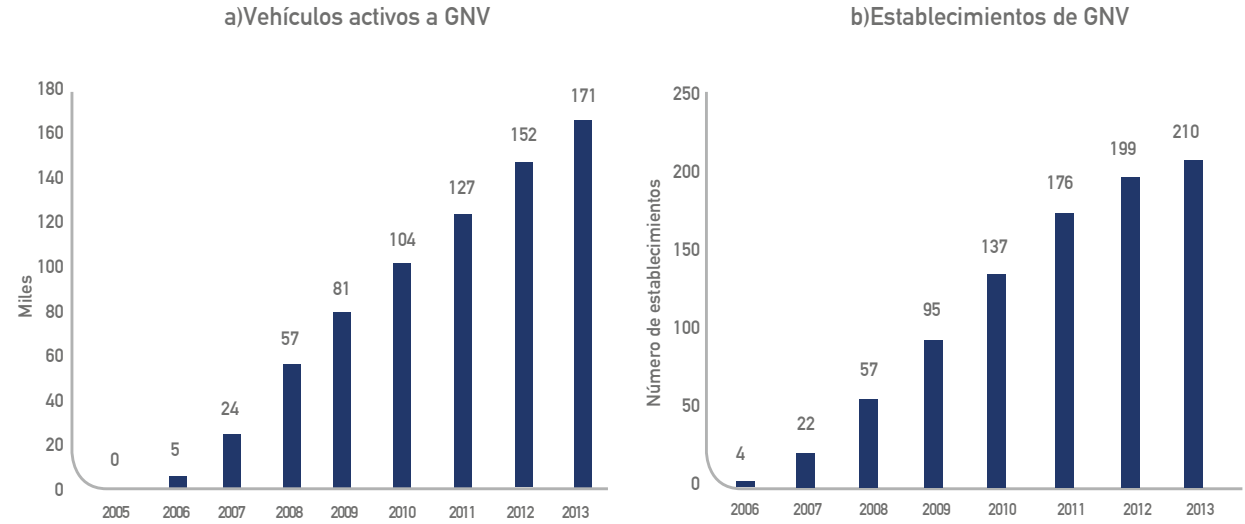
La empresa Cálidda⁴² es la encargada de realizar el servicio de distribución de GN en Lima y El Callao por medio de una red de ductos

Gráfico 7-2
Volumen de gas natural distribuido por categoría tarifaria, 2004-2013



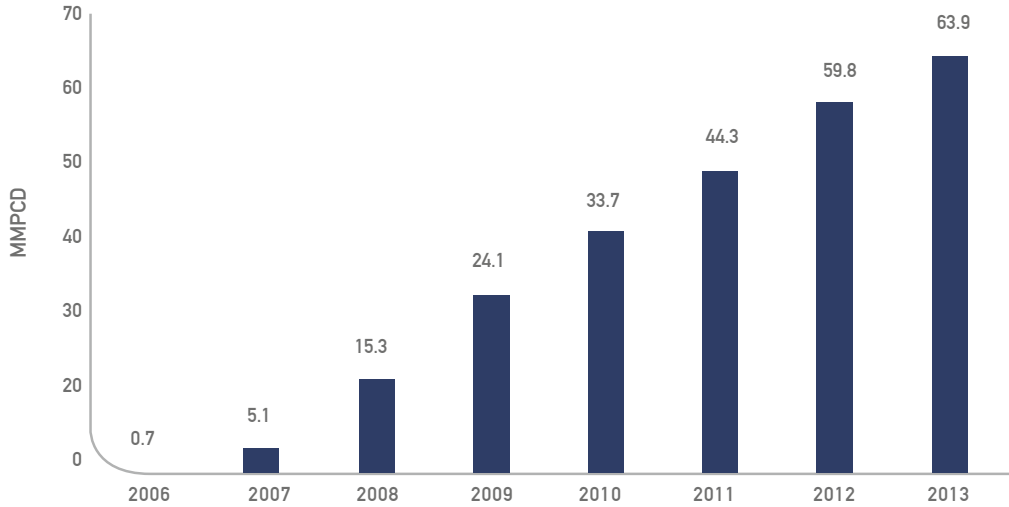
Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 7-3
Evolución del número de establecimientos de GNV y vehículos activos a GNV, 2005- 2013



Fuente: Infogas. Elaboración: GART-Osinergmin.

Gráfico 7-4
Evolución del consumo de GNV, 2006-2013



Fuentes: MINEM y GART – Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin

concesionada por un periodo de 33 años. En los últimos años, el número de usuarios residenciales aumentó de manera significativa, debido a que desde 2008s e vienen implementando normas que promueven la expansión de consumo del GN por medio de mecanismos de promoción. La próxima ampliación será de los servicios de Cálidda, que en 2013 anunció la prestación de sus servicios en 13 nuevos distritos de Lima y El Callao con una inversión de alrededor de US\$ 500 millones para el periodo 2014-2018.

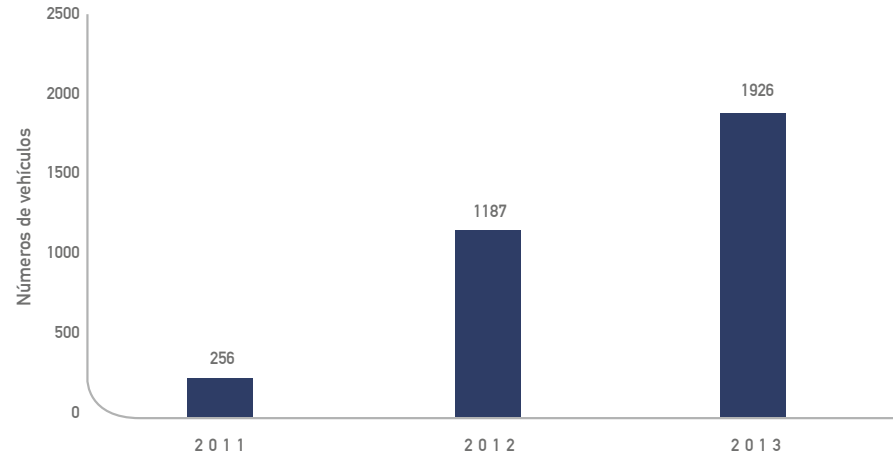
Los representantes de Cálidda manifestaron que la empresa se había enfocado en la ampliación del uso residencial el GN en distritos con potencial, entre los que resaltaba San Juan de Lurigancho, donde existen aproximadamente 178,000 utilizando GLP como principal combustible doméstico (en el Centro de Lima hay 177,000 y en la zona sur

hay 353,000 usuarios de GLP). Es preciso señalar que el esquema de inserción debió ir a las zonas norte y sur; sin embargo, Cálidda se orientó a San Juan de Lurigancho, porque con este distrito podría cumplir sus compromisos contractuales.

Hasta fines de 2013, han sido 14 distritos de Lima Metropolitana los abastecidos por Cálidda: El Agustino, San Miguel, Surco, Jesús María, Magdalena, Pueblo Libre, Cercado de Lima, Los Olivos, San Martín de Porres, San Juan de Miraflores, Villa María del Triunfo, San Juan de Lurigancho, Villa El Salvador y Comas. Se han instalado 135,000 conexiones domiciliarias, beneficiando alrededor de 700,000 personas.

Para el año 2014 se espera que el GN sea distribuido a los distritos de Independencia, Puente Piedra y toda la zona norte de Lima y El Callao, así como a las provincias de Cañete, Imperial, Chancay y Huaral⁴³.

Gráfico 7-5
Vehículos convertidos en la región Ica, 2011 – 2013



Fuente: Infogas. Elaboración: GART-Osinergmin

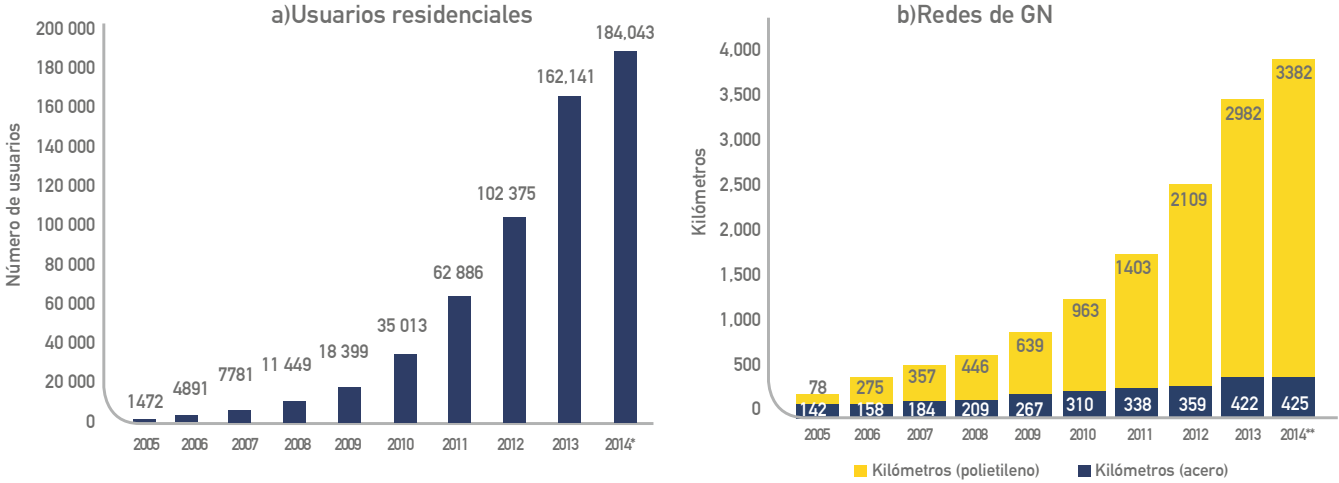
En relación a lo anterior, el **gráfico 7-6** muestra la creciente evolución de los usuarios residenciales en Lima y El Callao: a marzo de 2014 son 184,043, un incremento de 14% con respecto al acumulado hasta 2013.

El crecimiento en el sector residencial se asocia también a la expansión de las redes de distribución en Lima y El Callao, que aumentaron de 2,468 km en diciembre de 2012 a 3,404 km en 2013. Esto representa una subida de 38% con respecto al año anterior. En cuanto a la ganancia de economías de escala en la distribución de GN debido al incremento de la demanda de GN, de acuerdo con el **gráfico 7-7**, se observa que el aumento del número de clientes, junto al incremento de la red de distribución, ha logrado que la magnitud de metros de red de distribución por cliente sea cada vez más baja. Es decir, si en diciembre de 2005 se tenía un cliente por cada 150 metros de red de distribución, en 2013 se tiene un cliente por cada 21 metros de red. Este cambio toma importancia debido a la reducción de costos de distribución, puesto que cuando se diseña la tarifa se asigna una longitud de red que debe ser pagada por cada cliente⁴⁴.

Sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica

Como resultado de la política de inserción de la industria del GN, se viene impulsando la descentralización de este energético. El departamento de Ica es otro de los beneficiados del Proyecto Camisea. Para ello, se adjudicó la distribución y comercialización de GN a la empresa Contugas, consorcio conformado por la Empresa Transportadora de Gas del Interior (TGI) y la Empresa de Energía de Bogotá (EEB), las cuales forman parte del Grupo Energía de Bogotá. El Estado peruano

Gráfico 7-6
Número de usuarios residenciales y expansión de redes de GN en Lima y El Callao, 2005 - 2014

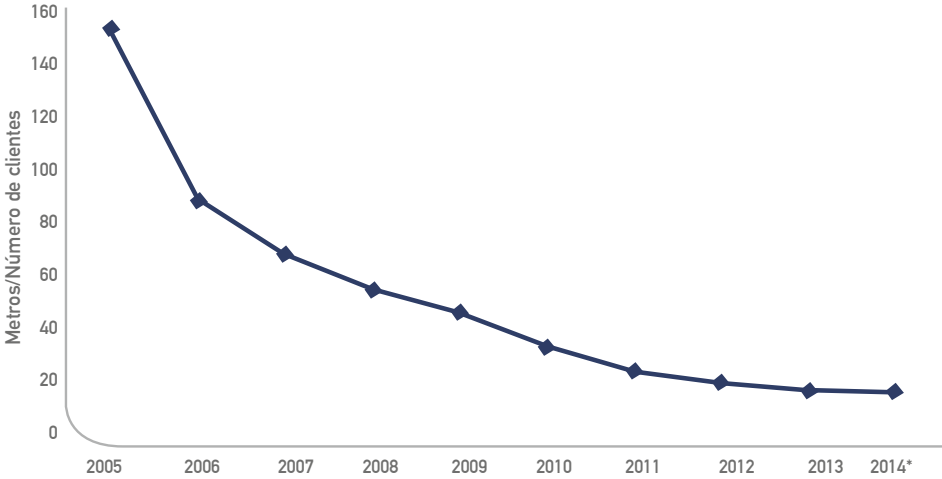


Notas: * A marzo 2014.

** A abril 2014.

Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 7-7
Longitud de red por cliente, 2005 - 2014



Nota: * A abril 2014

Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin

entregó la concesión a Contugas mediante la firma de un contrato BOOT⁴⁵ por un periodo de 30 años. Así, Contugas prestará el servicio de distribución de GN a las ciudades de Pisco, Chincha, Ica, Nasca y Marcona, que contarán con redes de distribución de GN de alta presión de 180 km de largo.

Tras haber realizado una inversión aproximada de US\$ 250 millones, Contugas entró en operación comercial parcial en la ciudad de Pisco en diciembre de 2011⁴⁶. Sin embargo, a partir del 7 de junio de 2014, se dio el inicio de la operación comercial total en el departamento de Ica, incluyendo las ciudades de Chincha, Ica, Nasca y Marcona, además de Pisco. En la actualidad, acumula un total de 14,431 usuarios residenciales. Esta rápida evolución se asocia a la expansión de las redes de Contugas, apoyada en las políticas promocionadas por el Estado.

En diciembre de 2013 se registró un total de 990 km (683 km de polietileno y 307 km de acero), mientras que en abril de 2014 sumaron en total 1,154 Km (843 km de polietileno y 311 km de acero) (ver **gráfico 7-8**).

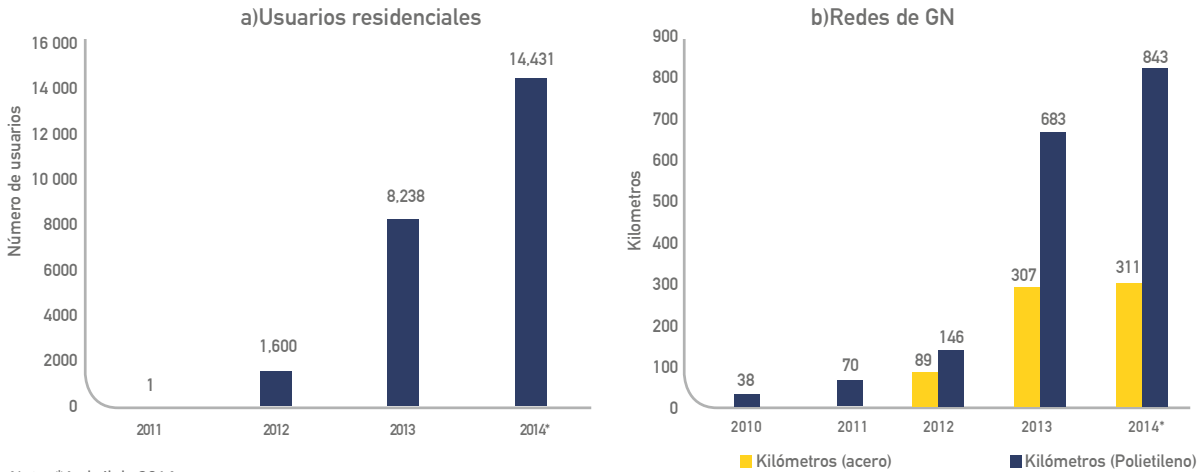
El 7 de junio de 2014, se inauguró el Gasoducto Regional de Ica, que incluye todas las ciudades comprometidas a diferencia de la puesta en operación parcial de diciembre del 2011, que solo ocurrió en Pisco. A partir de dicha inauguración se supervisará a más detalle el número de los usuarios habilitados, los compromisos de inversión, entre otros. Contugas tiene el compromiso de llegar a las primeras 31,625 familias beneficiadas con el servicio de GN en menos de un año. A nivel industrial, ya se han dado las primeras conexiones en las ciudades de Pisco, Chincha e Ica.

Como se ha visto en el presente capítulo, la demanda por GN ha crecido de manera importante en los últimos años desde la entrada en operación de Camisea, en especial en las generadoras eléctricas.

Asimismo, se ha mostrado que los clientes residenciales y vehiculares han tenido un incremento significativo, tanto en niveles de consumo como en número de usuarios. Esta situación ha sido resultado de las ventajas comparativas del GN en materia de costos frente a otros combustibles y de los mecanismos adoptados para promover su uso.

Así, el consumo residencial del GN se ha visto impulsado en los hogares más pobres de las zonas concesionadas.

Gráfico 7-8
Usuarios residenciales y expansión de redes de GN en Ica, 2011- abril 2014



Nota: *A abril de 2014.
Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Foto: Instalaciones marítimas de GNL en Melchorita, Lima-Perú.



“

VIABILIDAD DE LA INVERSIÓN

Los esquemas de ingresos garantizados, en general, son positivos para proyectos nuevos de gran envergadura. Se persiguen dos finalidades: mitigar el riesgo comercial (en particular, de la demanda) y el de financiamiento. En el caso de Camisea, este esquema estuvo vinculado a la actividad de transporte de gas natural y líquidos de gas natural, a cargo de la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP). El establecimiento de una garantía de ingresos resultaba relevante para viabilizar la inversión en el proyecto y posibilitar la obtención de fondos para su financiamiento. A través del Contrato BOOT que suscribió TGP con el Estado Peruano, se establecieron condiciones para la vigencia del esquema de ingresos garantizados, el cual dejó de ser necesario en el año 2012. De esta manera se comprobó que su incorporación, beneficiosa para la ejecución del proyecto, solo era necesaria en un momento inicial del mismo.

Eco. Félix Noé Suto Fujita
Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin

”

08

TESORO EN EXPANSIÓN

CONSUMO DEL GAS NATURAL EN PERÚ

SUMINISTRO DE GAS NATURAL

Foto: Central térmica a Gas Natural Ventanilla, Lima-Perú.

TESORO EN EXPANSIÓN

Consumo del gas natural en el Perú

La adaptabilidad del gas natural a diversas aplicaciones, ha permitido que ingrese rápidamente en diversos sectores de la economía. Asimismo, el bajo nivel del precio relativo, el impacto en la salud, ambiente y seguridad de los usuarios han intensificado la sustitución de los combustibles fósiles tradicionales.

TESORO EN LA EXPANSIÓN

Consumo del gas natural en el Perú

En este capítulo se aborda el marco normativo que permitió llevar acabo los proyectos requeridos y los mecanismos utilizados para la expansión del consumo de GN en las zonas ya distribuidas, así como los proyectos de gasoductos virtuales (transporte terrestre) que abastecerán la zona norte, sur y alto andina del Perú.

En el Perú se han realizado los esfuerzos necesarios para que los hogares más vulnerables, ubicados en las zonas concesionadas, tengan acceso a este servicio y puedan así gozar de sus beneficios. En esta misma dirección, se han concesionado proyectos que expanden el consumo del GN a otros departamentos del país (Cusco, Ica, La Libertad, Puno, entre otros). No obstante, para la concretización de estos lineamientos ha sido necesaria la inclusión de un marco normativo que permita llevar a cabo los proyectos requeridos.

MEDIDAS PARA LA EXPANSIÓN DEL CONSUMO

La inserción del GN es una política de Estado, la

cual más que incentivar grandes volúmenes de consumo tiene como objetivo final ampliar la cobertura de acceso a este servicio a los sectores más vulnerables. A la fecha, la base energética de las familias en el país es el GLP, cuyo precio, al ser derivado del petróleo, genera una gran vulnerabilidad a estas familias debido a las intensas fluctuaciones del precio del crudo en el mercado internacional.

Otra fuente energética residencial, principalmente utilizada en las zonas rurales, es la leña, que produce efectos nocivos en la salud de las personas y en el medio ambiente debido a que su combustión genera una mezcla peligrosa de cientos de contaminantes, como el monóxido

de carbono, hidrocarburos y partículas. El GN es por eso, a la fecha, el combustible que está logrando dar acceso a la población a una fuente de energía limpia y económica y, al mismo tiempo, permitiendo reducir la alta dependencia del petróleo y sus derivados registrada en años previos.

A lo largo de los años se ha desarrollado una serie de políticas que permitirá la inserción del GN en diferentes puntos del país.

A continuación se expone la cronología del marco normativo que acompaña al proceso de expansión del consumo del GN en el Perú (ver **cuadro 8-1**).



Fuente: Shutterstock.

Al mismo tiempo que se ha desarrollado un marco legal favorable para lograr la expansión del consumo de GN, el Estado ha propiciado la implementación de programas y mecanismos económicos para impulsar el alcance de los objetivos trazados.

Mecanismo de promoción de conexiones residenciales

Si bien el GN representa una ventaja económica frente a otras fuentes de energía residencial con respecto al precio pagado por unidad energética, los gastos que el consumidor debe afrontar para poder acceder a este servicio son significativamente mayores, si lo comparamos con su sustituto más cercano: el GLP. Están asociados a modificaciones en el inmueble y comprenden los gastos para la instalación de la acometida y su conexión a la red pública del

distribuidor, instalación de la red interna según el número de aparatos a conectar y conversión de dichos aparatos para GN.

Según GART (2008), los costos asociados al acceso al GN fluctúan entre US\$ 500 y US\$ 800, lo cual genera que el precio del GN pierda competitividad.

Con el objetivo de hacer más competitivo al GN, se estableció el Mecanismo de Promoción, un dispositivo normado por el MINEM de descuentos sobre parte o costo total de la conexión de GN. Esto es para consumidores residenciales ubicados en determinadas zonas geográficas de la concesión o de determinados niveles socioeconómicos, principalmente aquellos que registraron los más bajos. Los

recursos del Mecanismo de Promoción se recaudan en un recargo que se efectúa a las tarifas que pagan todos los consumidores de GN y son administrados por la empresa concesionaria de distribución de GN. En el **cuadro 8-2** se detalla la normativa que promueve el mecanismo de promoción en el Perú por medio de Cálidda.

Para ello, se determina un Plan de Promoción⁴⁷, que tiene como objetivo establecer las condiciones para la conexión de nuevos clientes residenciales beneficiarios del Mecanismo de Promoción, de modo que se logre reducir el costo total en las concesiones de distribución de GN por red de ductos (derecho de conexión, acometida e instalación interna).

Mediante la aprobación del Plan de Promoción se establece lo siguiente: (i) la cantidad de clientes residenciales beneficiarios del Descuento de Promoción sobre redes nuevas de expansión en relación al Plan Quinquenal de Inversiones del Concesionario, (ii) la cantidad de clientes residenciales beneficiarios del Descuento de

Promoción sobre redes existentes, en relación al potencial existente en zonas con factor de penetración menor a 70%, (iii) los factores de penetración a alcanzar año a año hasta obtener 70% de penetración en zonas beneficiarias con la promoción y iv) determinación del Descuento de Promoción. En resumen, el Plan

de Promoción reduce la desventaja de no poseer la conexión de red interna de GN.

Para el proceso de regulación de la TUD del periodo 2010–2014, la empresa concesionaria Cálidda propuso beneficiar con el Descuento de Promoción⁴⁸ a 15,000 clientes residenciales; sin embargo, el Osinergmin aprobó beneficiar con el Descuento de Promoción de US\$ 315 por cliente a un total de 55,802 clientes para el período tarifario 2010-2014. La implementación de este Mecanismo de Promoción resultó importante para el objetivo del Estado, puesto que las metas aprobadas por Osinergmin para el referido periodo de cuatro años se alcanzaron en menos de tres.

El **gráfico 8-1a** muestra el número de conexiones aprobadas según la regulación tarifaria de Osinergmin y las conexiones otorgadas por Cálidda.

El ritmo de otorgamiento de conexiones tuvo que ser regulado por el MINEM, que mediante Decreto Supremo N° 045-2012-EM estableció que el Descuento de Promoción se continúe aplicando a los clientes beneficiados (a razón de 5,000 clientes por mes como máximo). Posteriormente, mediante Decreto Supremo N° 029-2013-EM se incrementó a razón de 10,000 clientes por mes. Esta disposición se encuentra vigente hasta que se apruebe el nuevo Plan de Promoción aplicable en el periodo 2014-2018.

A finales de 2013, se registraron 119,814 clientes que fueron beneficiados con el Descuento de Promoción, cifra que representa más del doble de la aprobada por el Osinergmin para dicho periodo.

El Plan de Promoción es aprobado cada cuatro años junto con el plan tarifario y el

plan de inversiones de la empresa Cálidda. Así, el último ha sido el establecido para los años 2014-2018. En dicha aprobación, el Descuento de Promoción establecido por el Osinergmin para el periodo 2014-2018 es US\$ 322, el cual permitió al cliente residencial obtener un ahorro promedio de 20% con

respecto al GLP (sustituto más cercano). El beneficio del Descuento de Promoción se aplicará a cada cliente, independientemente del tipo de instalación interna que seleccione para su predio (a la vista, empotrada, de un punto, dos puntos, etc.), para la conexión de hasta un artefacto de GN.

Según el Plan de Promoción aprobado por Osinergmin, a finales del periodo 2014-2018 se habrá logrado que un total de 371,389 clientes reciban dicho descuento⁴⁹. En el **gráfico 8-1b** se puede apreciar la comparación de las cantidades acumuladas año por año de las propuestas de Cálidda y de Osinergmin, en donde las mismas guardan mucha relación con el total de descuentos de promoción proyectados a otorgar. Al mismo tiempo, Osinergmin es el encargado de la regulación de costos unitarios de materiales, mano de obra y equipos para los trabajos dentro del procedimiento de licitaciones para instalaciones internas con Mecanismo de Promoción.

Procedimiento de licitaciones para instalaciones internas con Mecanismo de Promoción

El Decreto Supremo N° 009-2012-EM incorporó el artículo 112a en el TUO del Reglamento de Distribución de GN, estableciendo que cuando el Mecanismo de Promoción incluye la instalación interna, Osinergmin regulará los costos unitarios de materiales, mano de obra y equipos que se empleen. Para esto se utilizarán los resultados de las licitaciones realizadas por el concesionario.

Por ello, en cumplimiento del literal b) del citado artículo 112a, el 5 de mayo de 2014, mediante la Resolución N° 087-2014-OS/ CD, Osinergmin aprobó la norma Procedimiento para Licitaciones de Instalaciones Internas de GN según Mecanismo de Promoción Tarifaria. Esta define la metodología, criterios y procedimientos que deben seguir la empresa concesionaria (licitante) y el Osinergmin para adjudicar la buena pro de las licitaciones de materiales y mano de obra a las empresas que ejecutarán las instalaciones internas aprobadas

Cuadro 8-1
Cronología de leyes que promueven la expansión del consumo del GN en el Perú

Ley	Fecha	Objeto
N° 28849	27/07/2006	Incentivar el consumo de gas natural en las diversas circunscripciones territoriales del país.
Ley de descentralización del acceso al consumo de gas natural.		
N°29496	13/01/2010	Autorizar la creación de empresas municipales, con personería de derecho público o privado, para prestación del servicio público de suministro de GN por red de ductos en localidades que puedan ser abastecidas.
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.		
N° 29852	13/04/2012	Obtener recursos mediante un Cargo Tarifario SISE, aplicable a las redes de ductos y al suministro de derivados de hidrocarburos, para dotar de infraestructura que brinde seguridad al sistema energético. Así también, obtener recursos a un fondo FISE, mediante un recargo en la facturación de los usuarios libres de electricidad, de la red de ductos y del suministro de derivados de hidrocarburos; como un mecanismo de compensación social y promoción para el acceso al gas natural, GLP y electrificación rural de los sectores vulnerables.
Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético.		
N° 29969	22/12/2012	Promover la masificación del gas natural a través del desarrollo de sistemas de transporte por ductos y de transporte de gas natural comprimido y gas natural licuado, a fin de acelerar la transformación prioritaria del sector residencial, los pequeños consumidores, así como el transporte vehicular en las regiones del país.
Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del GN.		

Fuente: GART-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin

Cuadro 8-2
Cronología de normas que promueven la expansión del GN mediante el Mecanismo de Promoción

Resolución/ Decreto Supremo	Fecha	Objeto
Resolución N° 261-2009-OS/CD	08/05/2009	Osinergmin aprueba 55 802 clientes para beneficiarse del gasto de promoción.
Resolución N° 091-2012-OS/CD	05/05/2012	Osinergmin consideró ampliar como beneficiarios de la promoción hasta 58 502 clientes durante el periodo tarifario en curso (2 700 clientes adicionales con respecto al 2009).
Decreto Supremo N° 009-2012-EM	05/05/2012	Incorpora el artículo 112a al Reglamento de Distribución, y establece lo siguiente: · El concepto y los criterios aplicables al Mecanismo de Promoción. · El Concesionario presentará a Osinergmin su plan de conexiones de clientes beneficiados con el Mecanismo de Promoción. · Si el descuento de Promoción incluye las instalaciones internas, Osinergmin regulará los costos unitarios de materiales, equipos y mano de obra, a través de licitaciones que lleve a cabo el Concesionario. · El Concesionario administrará una cuenta de promociones.
Resolución N° 092-2012-OS/CD	17/05/2012	Osinergmin aprueba 18 817 clientes adicionales a lo establecido en la Resolución 091-2012-OS/CD para beneficiarse con el descuento de Promoción.
Decreto Supremo N° 045-2012-EM	21/11/2012	El MINEM amplía la aplicación del gasto de promoción a razón de 5 000 clientes por mes como máximo.
Decreto Supremo N° 029-2013-EM	01/08/2013	El MINEM amplía la aplicación del gasto de promoción a razón de 10 000 clientes por mes como máximo.
Resolución N° 086-2014-OS/CD	06/05/2014	Osinergmin aprueba el Plan Quinquenal de Inversión y el Plan de Promoción de conexiones residenciales a ser beneficiadas con el Mecanismo de Promoción.
Resolución N° 087-2014-OS/CD	06/05/2014	Osinergmin aprueba el Procedimiento de Licitaciones de Instalaciones Internas de Gas Natural según Mecanismo de Promoción Tarifaria.

Fuente: GART-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

en el Plan de Promoción. A continuación, se describen sus aspectos más relevantes:

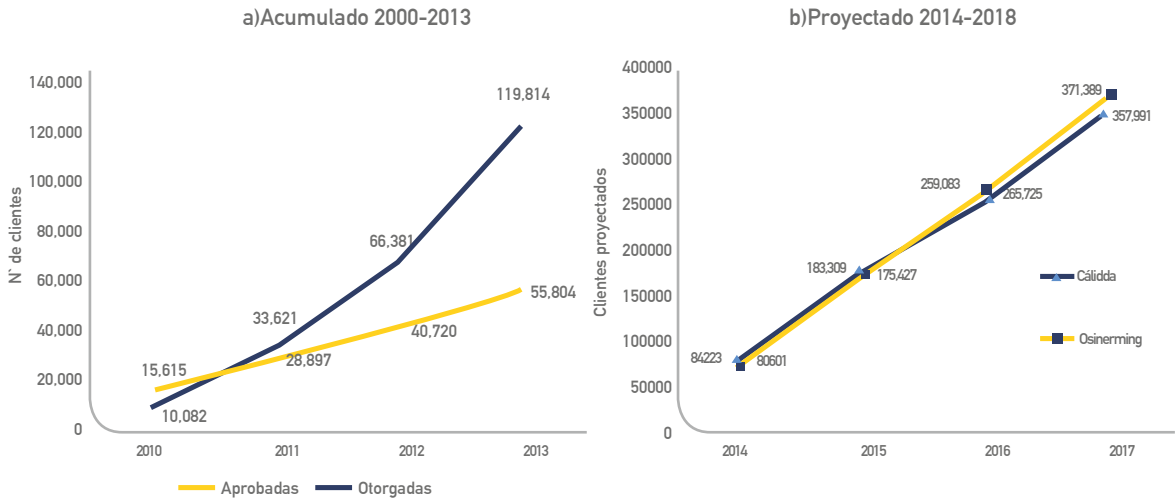
- Se realizarían dos procesos: el primero permitirá adjudicar el suministro de materiales directos (tuberías, accesorios de conexión, válvulas, entre otros) y el segundo permitirá adjudicar el servicio de mano de obra y equipos necesarios para la ejecución de las instalaciones internas. Los procesos de licitación serán llevados a cabo cada dos años por el concesionario de distribución.
- Osinergmin aprueba las bases y modelos de contrato a propuesta del concesionario, establece el precio tope para la licitación del servicio de mano de obra y equipos,
- El criterio para la adjudicación de los materiales directos se realizará al menor precio ofertado para cada familia de materiales, cuidando que se cumplan las especificaciones técnicas y de seguridad vigentes. Asimismo, los criterios para la adjudicación de la mano de obra y equipos considera otorgar la buena pro a los postores en orden de mérito, de menor a mayor precio.
- En la licitación de equipos y mano de obra, la adjudicación de la cantidad de instalaciones se realiza tomando en cuenta la capacidad constructiva de cada uno de los postores,

y supervisa el proceso de licitaciones del concesionario.

cuyas ofertas de precios son menores al precio tope hasta cubrir la cantidad de instalaciones internas licitadas.

- Se establece que con los resultados de las licitaciones, Osinergmin fijará los precios unitarios de las instalaciones internas, que empleará para las liquidaciones.
- En cuanto a los criterios para asignar las instalaciones remanentes del proceso de licitación de la mano de obra y equipos en caso no se adjudique la totalidad de las instalaciones internas: para la contratación de las instalaciones no adjudicadas (remanentes), el adjudicatario solicitará al licitante la ampliación de instalaciones adicionales y este enviará dicha solicitud

Gráfico 8-1
Acumulado y proyección de clientes por Mecanismo de Promoción, 2010-2018

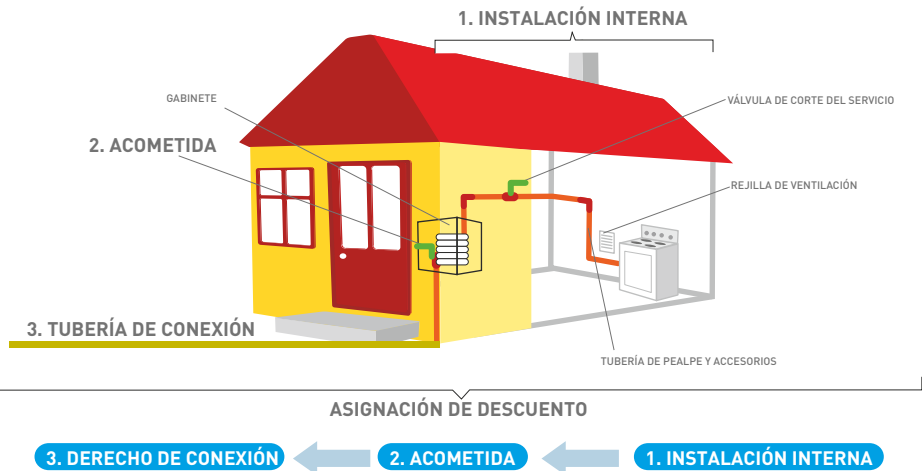


Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.



Fuente: Shutterstock.

Ilustración 8-1
Aplicación del Descuento de Promoción



Fuente y elaboración: GART-Osinergmin.

“ El Plan de Promoción es aprobado cada cuatro años conjuntamente con el Plan Tarifario y el Plan de Inversiones de la empresa Cálidda. ”

a Osinergmin para la aprobación. Una vez aprobado, el licitante otorga las instalaciones remanentes al adjudicatario.

- El descuento de promoción se asignará en el siguiente orden de prelación: costo unitario de la instalación interna, costo de la acometida y costo del derecho de conexión (ver **Ilustración 8-1**).

Adicionalmente al Mecanismo de Promoción, el FISE otorga incentivos para la expansión del consumo de GN y GNV, priorizando los sectores poblacionales más vulnerables del Perú. En la siguiente sección se expondrá la participación de este fondo en la inserción de GN, así como su participación en los proyectos de inserción de GN en el norte y sur del Perú.

EL FISE Y SU CONTRIBUCIÓN AL ACCESO DE ENERGÍA DE LAS POBLACIONES

El Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)⁵⁰ fue creado por el Estado peruano mediante Ley N° 29852 en abril de 2012, con la finalidad de expandir el uso residencial y vehicular del GN en los sectores más vulnerables, ampliar la frontera energética por medio de energías renovables y promover el acceso al GLP en los sectores urbanos y rurales más pobres del país⁵¹. El financiamiento del FISE se realiza por medio del aporte de los grandes consumidores de electricidad, hidrocarburos y GN.

Acceso universal a la energía

De acuerdo con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID)⁵², en América Latina y El Caribe, alrededor de 85 millones de personas no logran

disponer de combustibles modernos y limpios para cocinar sus alimentos.

En el Perú esta realidad no es ajena, ya que aproximadamente 7.7 millones de personas se encuentran en estas condiciones (INEI, 2013). Esta situación impacta negativamente en la calidad de vida de los pobladores, con especial perjuicio a su salud debido a la inhalación de humo tóxico (afluentes de la leña y bosta), que causa enfermedades pulmonares y muerte entre mujeres, ancianos y niños.

En relación a este tema, la Organización de las Naciones Unidas (ONU) se propuso garantizar para 2013 el acceso universal a energías modernas para todos los habitantes del planeta. Esto permite alcanzar dos objetivos estratégicos:

- El primero es lograr 100% de acceso a la electricidad, concerniente a la iluminación, comunicación y servicios comunitarios.
- El segundo objetivo se refiere a lograr 100% de acceso a tecnologías/ combustibles para cocinar y calentar: cocinas mejoradas, GLP, GN, biogás (biodigestores), entre otros.

De acuerdo con las Naciones Unidas (ONU), para erradicar la pobreza en el mundo es indispensable proporcionar fuentes de energías modernas a los cerca de 3,000 millones de personas que carecen de ellas o que, en su defecto, utilizan energías primarias contaminantes. Se necesitarían inversiones entre US\$ 35

mil y US\$ 40 mil millones para asegurar un acceso universal a las energías modernas en el mundo. Ante esta situación, el Estado peruano ha internalizado los esfuerzos y compromisos mundiales, y se ha planteado como meta el logro del acceso universal a la energía para los hogares más vulnerables del país. Esta se asocia al mejoramiento de condiciones de educación, salud, comunicaciones, seguridad y actividades productivas⁵³. Sin embargo, para alcanzar la meta planteada es necesario considerar las características particulares que presentan los hogares vulnerables: lejanía y poca accesibilidad, limitado poder adquisitivo y reducido consumo per cápita, alta dispersión geográfica⁵⁴.

Tal como se aprecia en el **gráfico 8-2**, tanto los hogares pobres como los pobres extremos utilizan como primer combustible para cocción la leña -44% y 67%, respectivamente. También se observa que el gas es un combustible poco utilizado por los hogares, agudizándose esta situación en los hogares de pobreza extrema (10%).

La pobreza energética, la escalera energética y el plan de acceso a la energía

La pobreza energética se define como la incapacidad que posee un hogar para obtener adecuados servicios de energía por 10% de su renta disponible (Boardman, 1991). Esto implica que los gastos para el consumo de energía de los hogares no superan 10% de sus ingresos.

Aunque la pobreza energética se asocia a la energía para calefacción, deben considerarse otros usos; por ejemplo, la energía para el funcionamiento de electrodomésticos como el frigorífico, la cocina, el agua caliente, entre otros. En lugares muy cálidos, como la Costa o Selva, puede considerarse también la necesidad de mantener una temperatura adecuada en verano⁵⁵.

A medida que se logre el acceso a la energía de la población, esta podrá tener energéticos más eficientes que le permitan mejorar sus condiciones de vida. Teniendo en cuenta la escalera energética⁵⁶, esto significa que los hogares cambian de forma gradual la costumbre en el uso de combustibles. Debido a sus limitaciones, empiezan con el uso de la biomasa tradicional (leña, carbón y bosta) y pasan progresivamente a otros combustibles como GLP, GN y, al final, electricidad. La evidencia recogida por la Organización Mundial de la Salud (OMS) muestra que las familias consumen un conjunto de recursos energéticos, conocido como canasta o combo energético, en el cual se engloban, al menos, dos o tres de las etapas de la escalera energética (ver **ilustración 8-2**).

En el año 2013, mediante la RM N° 203-2013-MEM/DM, se aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013–2022, que tiene como objetivo promover, desde el ámbito energético, un desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad. El plan contempla implementar proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, orientados a generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país.

El FISE y los proyectos de expansión del consumo del gas natural en el Perú

Uno de los fines del FISE es lograr la masificación del uso del GN en los sectores residencial y vehicular de acuerdo con la normativa vigente⁵⁷.

El FISE tiene previsto el financiamiento de proyectos que promuevan el acceso a la energía de las poblaciones vulnerables para satisfacer sus necesidades básicas energéticas (iluminación, cocción, calefacción y comunicación) señaladas en el Plan de Acceso Universal a la Energía. Dicho plan, elaborado por el MINEM, considera el uso del energético disponible y el uso de tecnologías más eficientes para cada necesidad identificada.

Asimismo, se han previsto dos proyectos para expandir el uso de este energético en las modalidades de GNC y GNL a diferentes zonas del país (se explican en el **capítulo 11**). A continuación se detalla la participación del FISE con el objetivo de impulsar estos proyectos e expansión de consumo del GN en el Perú (ver **ilustración A.8-1** y **ilustración A.8-2** en el **Anexo Digital** para más detalles).

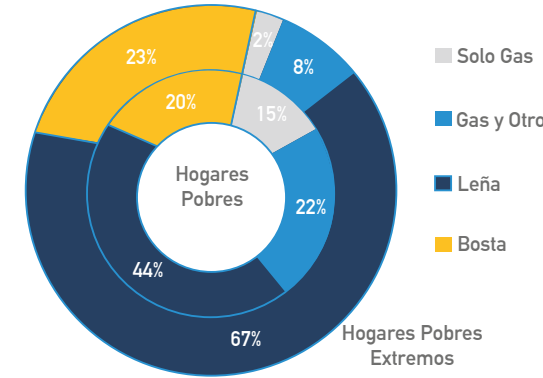
Participación del FISE en el proyecto de expansión del consumo del gas natural utilizando GNC

De acuerdo con la normativa vigente a la suscripción del contrato, el ingreso por FISE cubrirá la diferencia entre el volumen mínimo y volumen real para pagar los costos fijos; así como para cubrir la diferencia entre el precio de venta ofertado y el precio venta del GNV que se establezca por el volumen real. Es decir, el FISE contribuirá para que la población de estas ciudades tenga acceso con bajo precio al gas natural para uso residencial y vehicular.

Participación del FISE en el proyecto de expansión del consumo del gas natural utilizando GNL

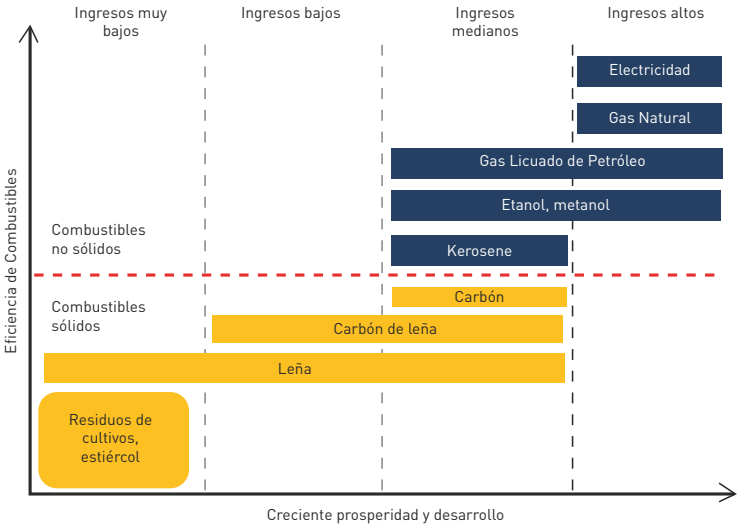
Según el contrato de concesión firmado⁵⁸, los recursos del FISE podrán emplearse con la finalidad de ampliar el número de conexiones

Gráfico 8-2
Uso de combustibles para cocción según pobreza de los hogares, 2012



Fuentes: INEI y ENAHO 2012. Elaboración: FISE-Osinergmin.

Ilustración 8-2
Etapas de la escalera energética



Fuente y elaboración: OMS (2007).

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

Como se ha podido observar en la presente sección, el FISE, en cumplimiento de los lineamientos de su creación, participa de los proyectos que buscan expandir el uso de GN en las diferentes zonas del país. Esta participación consiste, principalmente, en utilizar los recursos necesarios para viabilizar los proyectos y, con ello, lograr el acceso universal a la energía, siempre logrando la disponibilidad del GN para los hogares bajo condición de pobreza del país.

Como el lector pudo apreciar, la demanda interna de GN ha sido abastecida satisfactoriamente por el gas proveniente de Camisea. De igual manera, el dinamismo del comercio mundial de GN y, en particular, del GNL, dado su mayor nivel de competitividad frente a otros energéticos como el petróleo, ofreció una oportunidad para dinamizar el desarrollo del mercado de GN en nuestro país, incentivando su producción a mayor escala. Bajo este contexto, se fue desarrollando el Proyecto de Exportación de GNL, el cual a la fecha exporta a México, Japón, Corea del Sur y España.

El siguiente capítulo aborda la exportación de GNL en el contexto internacional y la reconfiguración del consorcio de exportación en el Perú.

Foto: Inauguración de la planta de licuefacción de gas natural Pampa Melchorita, Lima-Perú.



09

GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA

PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE GAS
NATURAL LICUEFACTADO

Foto: Instalación marítima de GNL Melchorita, Lima-Perú.

GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA

Proyecto de exportación de gas Natural licuefactado

Los países desarrollados y en desarrollo requieren cada vez más energía y, sobre todo, energía barata y poco contaminante como el gas natural licuefactado (GNL). El GNL es una alternativa a los gasoductos tradicionales, que ha traído consigo la expansión del mercado de gas natural.

GESTIÓN DE LA ABUNDANCIA

Proyecto de exportación de gas Natural licuefactado

En el mundo existen tres importantes mercados regionales de GNL: Asia (Japón y Corea del Sur), Europa y Estados Unidos. De acuerdo con British Petroleum (2014), en 2013, las necesidades de importación de GN en Asia fueron cubiertas principalmente con GNL (81%), mientras que la Unión Europea y Estados Unidos fueron abastecidos en mayor medida por el transporte vía gasoductos (89% y 91%, respectivamente): gasoductos entre Rusia y Europa y los gasoductos entre Canadá y Estados Unidos.

EL MERCADO MUNDIAL DE GAS NATURAL LICUEFACTADO: EXPORTACIONES E IMPORTACIONES

Como se ha mencionado en el capítulo 2, el comercio mediante GNL representa cerca de 30% del comercio mundial de GN. Así se constituyó en los últimos años como una tendencia a desarrollar en la industria gasífera en los diferentes países (ver ilustración 9-2) para los flujos comerciales entre los países a nivel mundial en 2013.

Exportaciones de gas natural licuefactado a nivel mundial

Las exportaciones del GNL han seguido una

tendencia al alza. De acuerdo con British Petroleum (2014), a finales de 2013, el número de países exportadores de GNL fue 19, totalizando un volumen exportado de 31,477 MMPCD; mientras que en 2004 ascendió a 17,710 MMPCD (ver cuadro A.9-1 en el Anexo Digital para más detalles).

El principal exportador de GNL a nivel mundial fue Qatar, al comercializar 10,220 MMPCD en 2013, lo que representó 32.5% del total exportado. Debemos resaltar que el principal país exportador en el continente americano fue Trinidad y Tobago, al exportar cerca de 6.1% del total, convirtiéndolo en el sexto país más importante en cuanto a

En Asia, la industria del GNL se desarrolló desde los años setenta. Es la región más dinámica en cuanto al comercio del GNL, encontrándose aquí el principal importador y exportador de GNL a nivel mundial, Japón y Qatar, respectivamente.



Fuente: Shutterstock.

exportaciones de GNL. Por otro lado Perú, que se integró al mercado en 2010, representó 1.7% de las exportaciones de GNL en el mundo a finales de 2013. Con respecto a los países europeos que exportan GNL, resalta el caso de Noruega, siendo este el máximo contribuyente del continente con 1.4% del total mundial.

Importaciones de gas natural licuefactado a nivel mundial

Con respecto a las importaciones mundiales de GNL, el número de países importadores en el mundo fue 26 en 2013. De este grupo, los principales importadores del mundo son Japón, Corea del Sur y China. Japón importó un volumen de 11,513 MPD, lo que representó 36.6% del total importado a nivel

mundial. El segundo país relevante fue Corea del Sur con 16.6% del total mundial. Los cinco principales países se localizan en el continente asiático y representan 71.5% del total de las importaciones (ver cuadro A.9-2 en el Anexo Digital para más detalles).

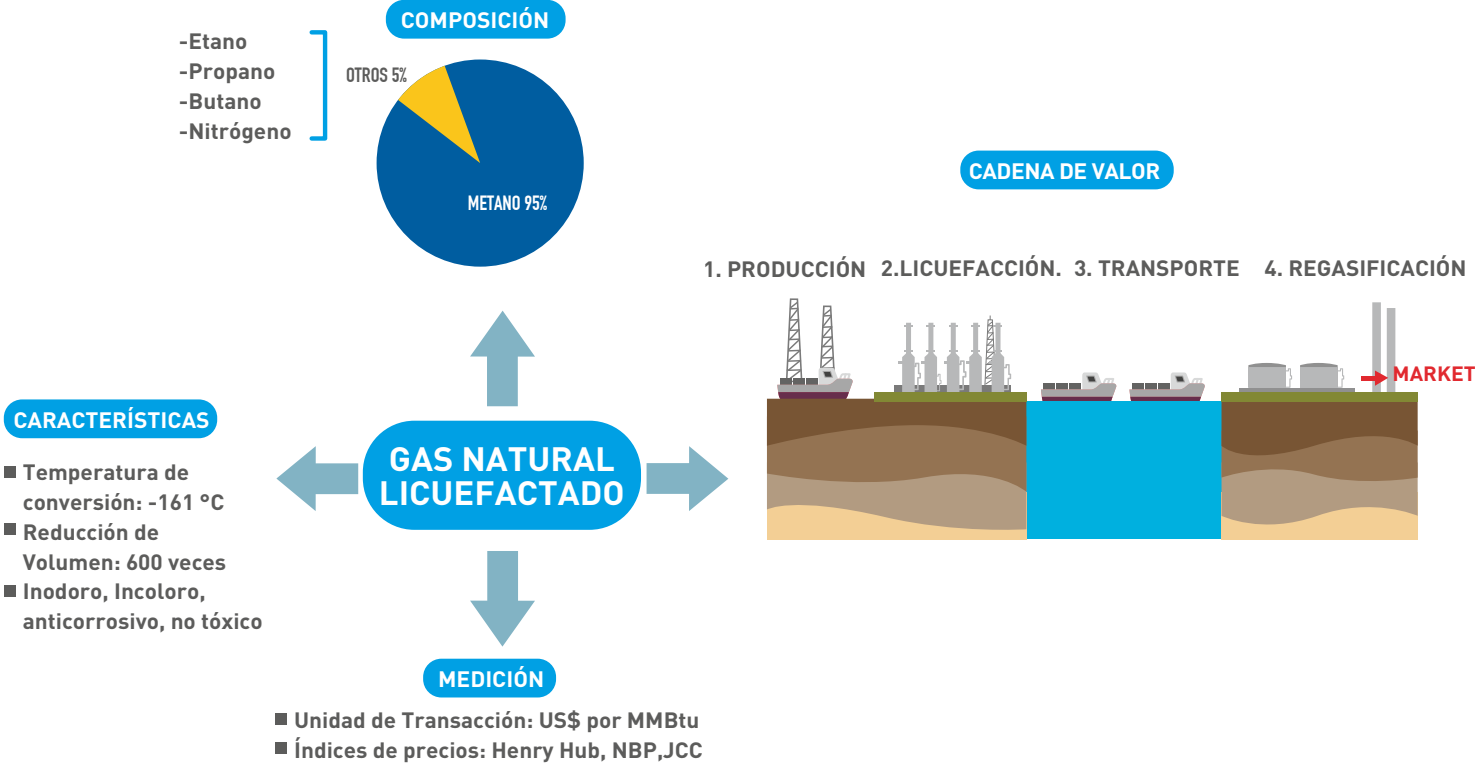
EL PROYECTO DE EXPORTACIÓN DE PERÚ LNG Descripción y condiciones del proyecto

El consorcio Perú LNG SRL realiza la licuefacción del GN seco para su posterior exportación por la empresa Shell. Este consorcio se constituyó en marzo de 2003 y su participación accionaria

actual es la siguiente: (i) Peru LNG Partner Company LLC (0.5%) y ii) Perú LNG Company LLC (99.5%), donde esta última tiene 100% de las acciones de Perú LNG Partner Company LLC.

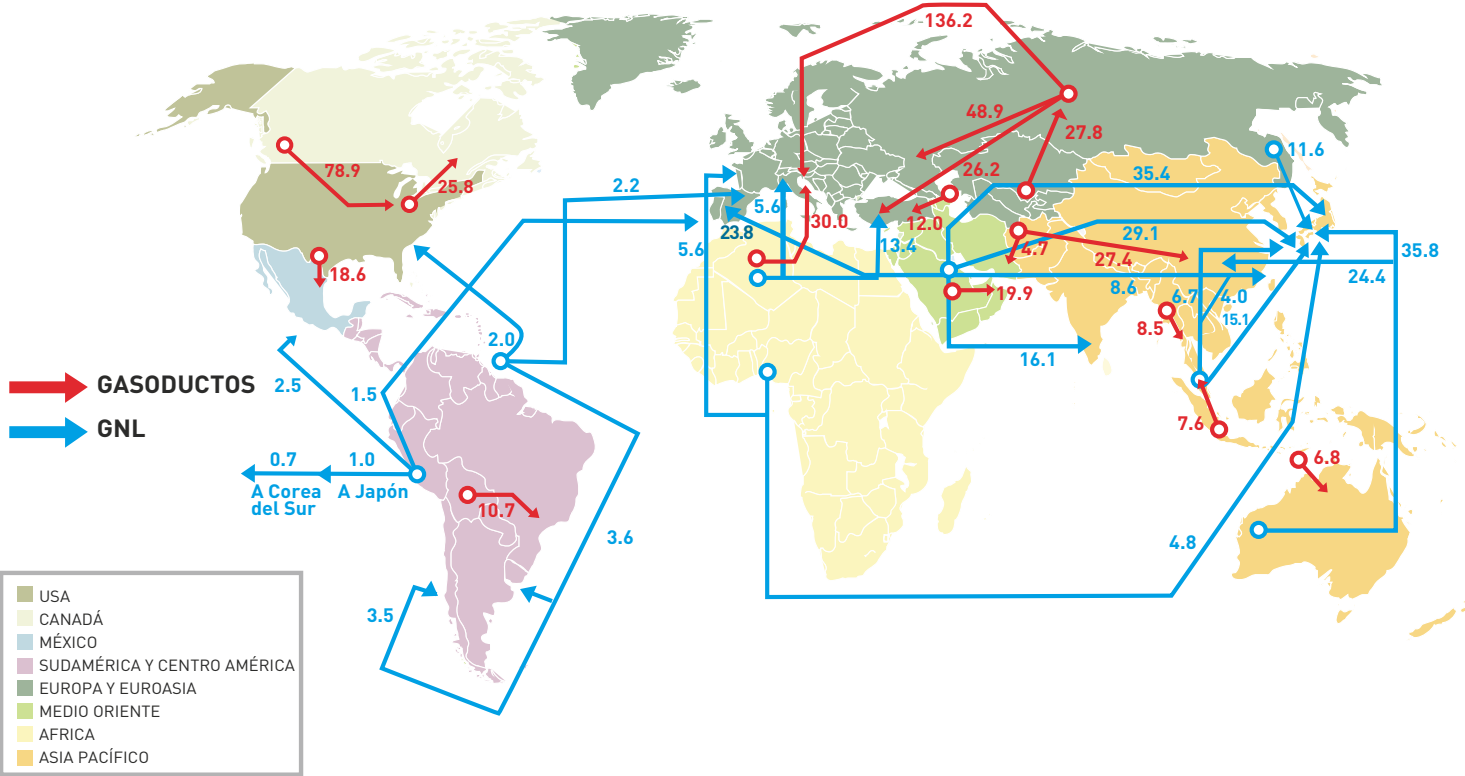
Asimismo, la relación entre los miembros del Consorcio Perú LNG Company LLC se regula mediante el Limited Liability Company Agreement (contrato LLC)⁵⁹, que establece las obligaciones y derechos de sus integrantes. La participación de los miembros de Perú LNG Company LLC está conformada por Perú Hunt LNG Funding Company (40%), SK Innovation (20%), Shell Gas BV (20%), Camisea LNG (Holding) Company (10%) y Marubeni LNG Development B.V (10%).

Ilustración 9-1
Alcances y características del GNL



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 9-2
Mayores movimientos comerciales en 2013, flujos comerciales en todo el mundo, en billones de metros cúbicos



Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2014). Elaboración: OEE-Osinergmin.

De acuerdo con DAR (2012), la empresa Repsol CG (a la fecha Shell) fue la encargada de comercializar el 100% del GNL producido en el proyecto (4.2 MMTMA⁶⁰ o 0.20 TCF) hasta 2013⁶¹ mediante *take or pay* en el contrato Sales and Purchase Agreement.

En enero de 2006, el MINEM firmó un convenio de inversión con el consorcio Perú LNG para que inicie la construcción del proyecto que demandó un total de US\$ 3,791.4 millones, los cuales se destinaron a la siguiente infraestructura:

- Una planta de GNL con capacidad instalada para la producción de 4.5 MMTMA, que procesa 620 MMPCD. La planta se ubica en Pampa Melchorita, entre la ciudad de San Vicente de Cañete y Chincha, aproximadamente a 169 km al sur de Lima, en un terreno de 521 hectáreas de extensión.
- Instalaciones marítimas de 1.4 km de muelle y plataforma, un canal de navegación dragado para el ingreso y salida de los buques, remolcadores y un rompeolas de 0.8 km de largo alineado en paralelo a la línea costera, con las instalaciones correspondientes para recibir buques tanque con una capacidad mínima de 90,000 m³ y una capacidad máxima de 173,400 m³ de GNL.
- Un gasoducto de 34 pulgadas de diámetro y 408 km de longitud, que conecta la planta de GNL con el gasoducto de TGP, al final de su tramo Selva. El gasoducto tiene una capacidad de transporte de 745 MMPCD (+/- 10%) de GN seco y lleva el GN desde este punto de conexión, ubicado en la localidad de Chiquintirca (región de Ayacucho) hasta la planta de GNL, ubicada en la localidad de Melchorita (Costa sur de la región Lima).

El financiamiento para el proyecto se efectuó



Fuente: Shutterstock.

con préstamos de organismos multilaterales, como el BID, IFC, agencias de fomento de exportación, como US-EXIM, SACE-Italia, K-EXIM-Corea y el mercado de capitales peruano, mediante bonos corporativos, que en conjunto sumaron US\$ 2,250 millones.

Normativa relacionada a la exportación de gas natural licuefactado

Las actividades de hidrocarburos se encuentran reguladas, principalmente, por un Texto Único Ordenado-TUO de la Ley Orgánica de Hidrocarburos y la Ley de Promoción de la Inversión de Plantas de Procesamiento de GN y su reglamento, en los que están establecidos los derechos, obligaciones y garantías a los

que están sujetas las empresas. Los principales contratos se detallan en el **cuadro 9-1**.

Adicionalmente, se han suscrito otros contratos como el Gas Transportation Agreement (GTA) con TGP y el Operator Services Agreement (OSA) con la Compañía Operadora de LNG del Perú S.A.C. El proyecto de exportación requiere 4.2 TCF de GN para los 18 años que dura el contrato; sin embargo, las reservas probadas del Lote 56 son de 2.5TCF⁶². Así, mediante el Decreto Supremo N° 050-2005- EM se modificó el contrato del Lote 88, lo que permitió a manera de cobertura de riesgo que parte de las reservas de dicho lote (cuyas reservas probadas son de 8.4 TCF) se incluyeran como disponibles en caso de ser necesario.

En febrero de 2006 se firmó un contrato de venta de GNL por un periodo de 15 años entre la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE) y la empresa Repsol. Según el contrato con México, Repsol (a la fecha Shell) debía exportar al puerto de Manzanillo unos 420 MMPCD a un precio equivalente a 91% del Henry Hub. La construcción del proyecto culminó en el primer trimestre de 2010. En los meses de marzo y junio de ese año, Osinergmin emitió el informe técnico favorable que permitió el inicio de las operaciones del gasoducto y la Planta de GNL, respectivamente. El primer embarque se registró en junio de 2010.

En marzo de 2012, el Consorcio Camisea envió una carta al MINEM precisando que sustituirían el “compromiso de reserva” del Lote 88 para la exportación por un volumen igual procedente

de otros lotes u otros mecanismos que se acuerden entre las partes. En abril de 2012 se firmó el Decreto Supremo N° 008-2012-EM, por el cual se destinaba la producción de este lote a la demanda interna. Cabe recalcar que en agosto de 2014 se firmó la adenda al contrato del Lote 88 (suscrita por los presidentes de Perupetro y Pluspetrol), estableciéndose que sus reservas se destinarían, únicamente, al mercado interno. De esta manera, los 2.5 TCF comprometidos del Lote 88 serían reemplazados por las reservas del Lote 57 y de las nuevas exploraciones hechas al Lote 56.

Situación actual de las exportaciones de gas natural licuefactado en el Perú

El inicio de las exportaciones de GNL del Perú se realizó en un contexto donde el precio del GN

en Estados Unidos presentaba una drástica caída en su cotización en comparación con lo reportado en los años anteriores⁶³. Esto se explicaría, principalmente, por la recesión económica en Estados Unidos, la reducción de la demanda ¿mundial? y el descubrimiento de cuantiosas reservas de *shale gas*.

Según estudios de la EIA (2014), se estima que los precios internacionales del GN a largo plazo se incrementarían debido a la mayor demanda de generadores eléctricos, el aumento del consumo residencial y los mayores volúmenes comercializados de GNL, aunque se vería amortiguado por la mayor producción esperada de shale gas durante la vida útil de los proyectos de exportación de GNL.

Los países de Asia que son los más grandes importadores de GNL, constituyen la zona de mayor crecimiento mundial de consumo de GN (3.9% anual en promedio). A diciembre de 2013, el Japan Korea Marker (JKM) cotizó a US\$ 18.65 por MMBTU en promedio, mientras que el UK NBP tuvo una cotización promedio de US\$ 10.94 por MMBTU, confirmándose la tendencia de que los marcadores asiáticos y europeos mantienen una cotización más alta y estable que el Henry Hub.

En setiembre de 2007, se adjudicó a Repsol CG (actual Shell Gas BV) un contrato de suministro de gas por un plazo de 15 años: de GNL a una planta de regasificación en el Puerto de Manzanillo en México. Los volúmenes comprados a Peru LNG por Shell Gas BV serían vendidos principalmente a la CFE. El contrato contempla un incremento en volúmenes durante los primeros años de la puesta en marcha, hasta llegar a entregas estables a partir de 2014.

Cuadro 9-1
Principales contratos del proyecto de exportación Perú LNG

Contrato	Alcances
Investment Agreement	• Contrato suscrito el 12 de enero del 2006 entre Perú LNG y el Estado Peruano. • También se celebró un convenio con rango de Contrato Ley que prohíbe al gobierno peruano modificar o enmendar los términos del mismo de manera unilateral. • La vigencia del convenio es de 40 años permitiendo a Perú LNG: instalar, poseer y operar una planta de LNG, así como exportar; y otorgar a los accionistas ciertas garantías de estabilidad tributaria. • El BCRP intervino otorgando la estabilidad en el tipo de cambio así como también asegurando la libre disposición de las divisas generadas tanto externas como internas.
LNG Sale and Purchase Agreement (SPA)	• Suscrito el 29 de Julio de 2005 entre Repsol Comercializadora de Gas (a la fecha Shell) y Perú LNG. • Shell está obligado a adquirir 0.2 TCF (4.2 MMTMA) bajo la modalidad de “take or pay”. • El período es de 18 años desde su entrada en operación comercial.
Amended and Restated LNG Sale and Purchase Agreement	• Suscrito el 01 de Julio del 2011 entre Repsol Comercializadora de Gas (a la fecha Shell) y Perú LNG. • Se acordó que el precio de venta de GNL y el precio de compra de GN se indexarán al mismo marcador según el destino al que sea enviado el GNL.

Fuente: Equilibrium Clasificadora de Riesgo. Elaboración: OEE-Osinergmin.

En el **gráfico 9-1** se muestra la participación porcentual de la exportación de GNL por mercado destino para 2010 y 2013. Es importante señalar que en 2010, la planta de Manzanillo no operaba a su máxima capacidad.

En 2012 se embarcaron 53 naves con 3.92 MMTMA y en 2013 se embarcaron 57 naves con 4.28 MMTMA. Si medimos la relevancia de la exportación de GNL frente a otros hidrocarburos, el GNL supera ampliamente en MBLs a otros hidrocarburos exportados en 2013. En términos monetarios, el GNL constituye el segundo hidrocarburo que genera más valor monetario después de las gasolinas y naftas. Así, solamente representa 27%, mientras que las gasolinas y naftas

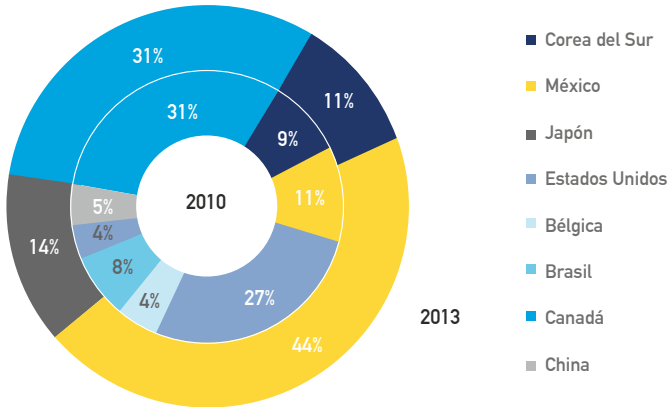
acumulan 31% del total exportado en 2013 (ver **gráfico 9-2**).

Luego de 10 años de iniciado el Proyecto Camisea, es necesario realizar un balance del impacto que ha significado dicha fuente de energía en nuestro país. El mismo no debe restringirse a aquellos sectores que han consumido directamente este energético (generadores eléctricos, clientes vehiculares, residenciales, comerciales e industriales), sino que debe incluir los beneficios en las finanzas públicas y la balanza comercial de hidrocarburos en el país. Por ello, en el próximo capítulo se realizará el análisis de los efectos económicos de la industria de GN, en particular del Proyecto Camisea, en la economía peruana.



Fuente: Shutterstock.

Gráfico 9-1
Participación porcentual de los volúmenes exportados de GNL a los principales destinos de exportación, 2010-2013

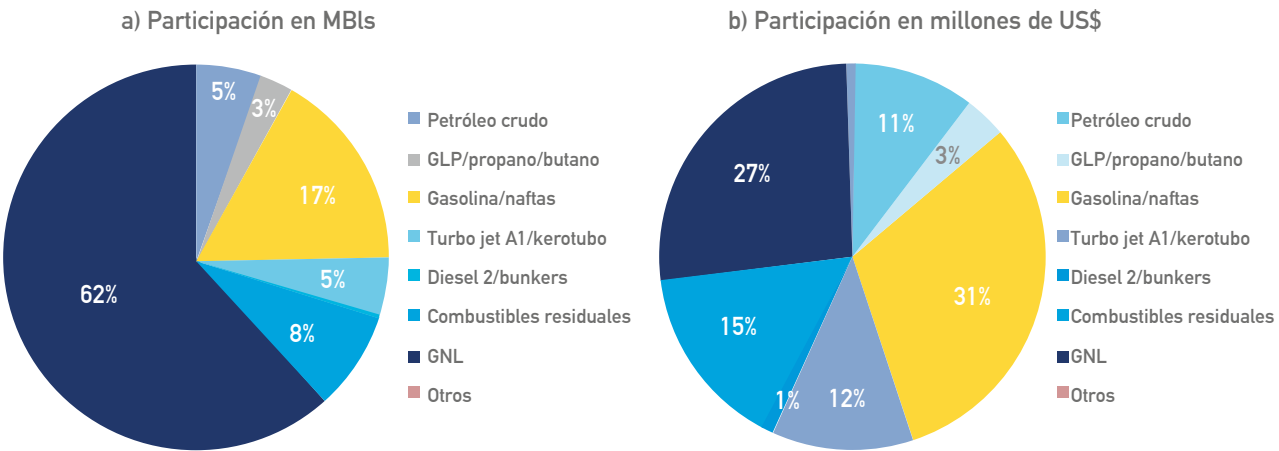


Fuente: BP Statistical Review of World Energy (2012). Elaboración: OEE- Osinergrmin.



Fuente: Shutterstock.

Gráfico 9-2
Participación porcentual del GNL en la exportación de hidrocarburos, 2013



Fuente: MINEM. Elaboración OEE-Osinergrmin.



Foto: Vista panorámica de la planta de licuefacción de gas natural en Pampa Melchorita, Lima-Perú.

“

LA ERA DEL GAS NATURAL

La Agencia Internacional de la Energía (IEA) prevé un escenario en que el mundo va a entrar a una ‘era dorada del gas natural’: durante los próximos treinta o cuarenta años, el gas pasará a ser la fuente energética predominante, por encima del petróleo, debido a su relativa abundancia proveniente de yacimientos convencionales y no convencionales. Dado el desarrollo de esta industria en el Perú durante los últimos diez años, y las políticas de Estado para promover su uso, el país se encuentra en el rumbo correcto para entrar a esta era del gas abundante. Lo que faltaría en el Perú es crear un marco legal adecuado para regular la explotación de fuentes no convencionales en el país, tal como las establecidas en Estados Unidos, a fin de garantizar el cuidado del medio ambiente y la sostenibilidad de los ecosistemas en las futuras zonas de explotación de shale gas.

*Ph.D. Arturo L. Vásquez Cordano,
Gerente de la Oficina de Estudios Económicos*

”

10

HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA

IMPACTOS DEL PROYECTO CAMISEA



Foto: Planta de licuefacción Melchorita, Lima-Perú.

HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA

Impactos del Proyecto Camisea

El Proyecto Camisea ha permitido la transición del consumo de combustibles fósiles hacia el consumo del GN, transformando la matriz energética del país y generando en el proceso importantes impactos en el ámbito social, económico y ambiental.

HUELLAS DE ENERGÍA LIMPIA

Impactos del Proyecto Camisea

El gas natural de Camisea ha generando importantes impactos en el ámbito social, económico y ambiental. Así, en lo social, se generaron puestos de trabajo. En lo económico, la sustitución del uso de combustibles ha generado ahorros significativos en el ámbito operativo y en términos de eficiencia energética. Asimismo, la sustitución de importación del GLP atenuó progresivamente los registros de déficits en la balanza comercial de hidrocarburos, reduciendo la dependencia energética. Por último, en relación al impacto ambiental ha permitido una mejora en los indicadores de calidad del aire.

El Proyecto Camisea ha permitido la transición del consumo de combustibles fósiles hacia el consumo del GN, transformando la matriz energética del país y generando en el proceso importantes impactos en el ámbito social, económico y ambiental. En lo que se refiere al ámbito social, solo durante la etapa de construcción⁶⁴, se generaron más de 9,000 puestos de trabajo directo y alrededor de 3,000 puestos anuales adicionales asociados al proyecto de exportación (Apoyo Consultoría, 2007).

En lo económico, la sustitución del uso de combustibles fósiles en los sectores industrial⁶⁵, eléctrico, transporte y residencial, ha generado ahorros significativos en el ámbito operativo y en términos de eficiencia

energética. Asimismo, la sustitución de importación del GLP, respaldada por el fraccionamiento de los LGN y la exportación de GNL, atenuó progresivamente los registros de déficits en la balanza comercial de hidrocarburos, reduciendo la dependencia energética del país. Por último, en relación al impacto ambiental, se estima que el uso del GN ha permitido una mejora en los indicadores de calidad del aire al reducir 70% las concentraciones de material particulado y casi 100% las de óxido de sulfuro, en comparación con las concentraciones que surgen de la combustión del diésel (MINEM, 2008).

El presente capítulo se enfocará en los principales impactos económicos y

ambientales generados a partir del inicio de operaciones del Proyecto Camisea en los distintos sectores involucrados.

IMPACTO ECONÓMICO EN EL SECTOR PRIVADO

La magnitud del impacto económico del Proyecto Camisea no registra precedentes en el país. Es por eso que el efecto sustitución (propiciado por los bajos niveles relativos de las tarifas de GN), los impactos en la balanza comercial (debido a la reducción de la vulnerabilidad del país a eventuales crisis energéticas) y el efecto en el mercado eléctrico (generado por la mejora en la eficiencia energética de las centrales de ciclo combinado), han



Foto: Planta Chiquintirca, Ayacucho-Perú.

propiciado un cambio estructural en los sistemas productivos de muchas industrias y en la vida cotidiana de un gran número de hogares.

La **ilustración 10-1** permite identificar a los sectores beneficiados por el Proyecto Camisea. En relación al flujo del GN, la demanda se ha concentrado en los sectores eléctrico e industrial, registrando en 2013 un consumo equivalente a 61.8% y 24.5% de la demanda total, respectivamente. Por otra parte, el consumo residencial solo representó 0.5% de la demanda total, a pesar de alcanzar 160,000 clientes conectados.

En lo que se refiere al flujo de los LGN⁶⁶, se estima que el sector de mayor participación fue el residencial, cuyo consumo habría representado 55.1% de la demanda total de GLP para el mercado

interno. Con base en la información de la Encuesta Nacional de Hogares (ENAH) de 2013⁶⁷, se estimó que el número de hogares que declararon utilizar el GLP como fuente de energía para la cocción de alimentos fue 5.8 millones.

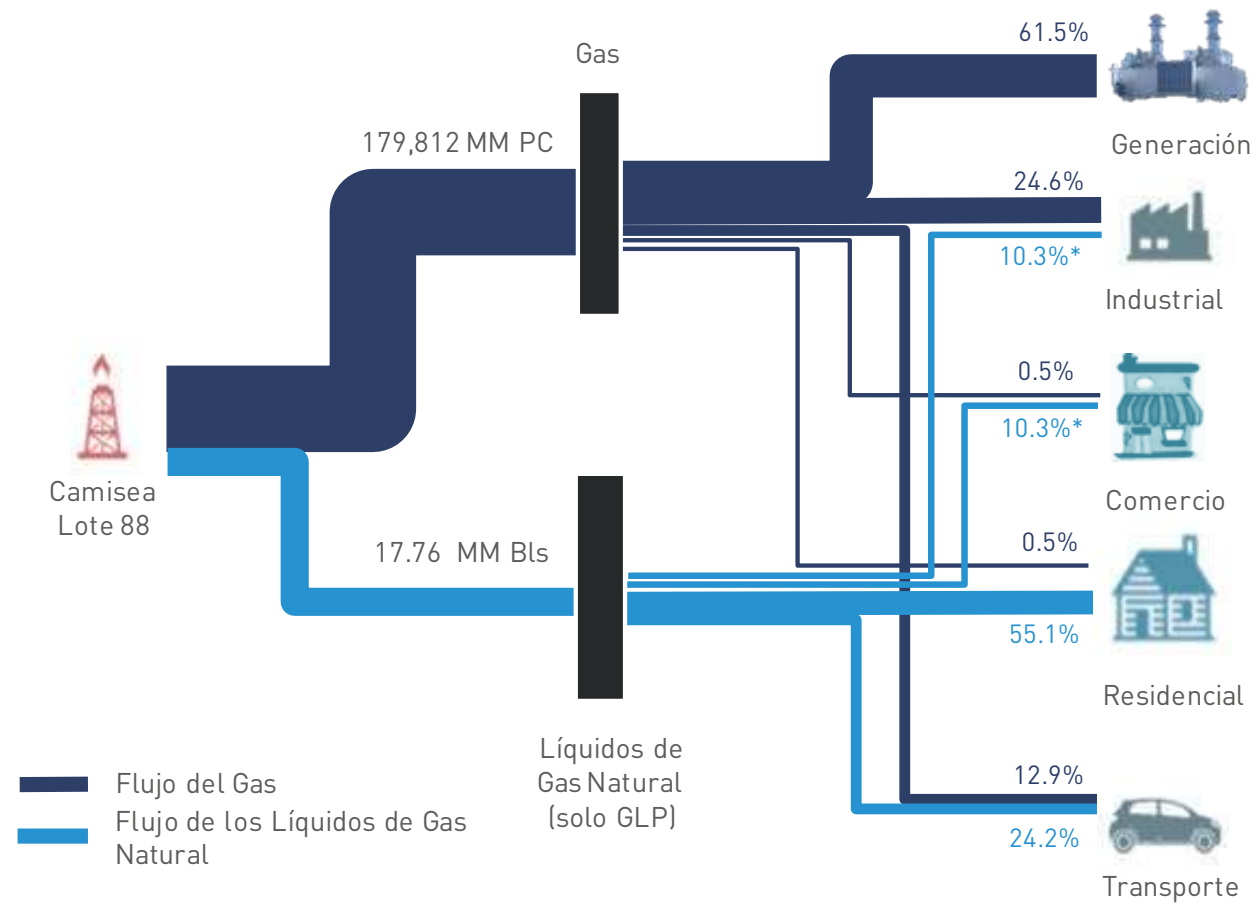
El crecimiento de la demanda de GN ha sobrepasado favorablemente los escenarios más optimistas registrados antes del inicio de la operación del Proyecto Camisea. El desempeño macroeconómico del país y el aumento progresivo de las cotizaciones del petróleo fueron las causas que intensificaron las ventajas relativas del GN y propiciaron un crecimiento dinámico de los sectores industrial, eléctrico, transporte y comercial. El **gráfico 10-1** ilustra lo acontecido.

La proyección de la demanda de GN durante la primera fijación de tarifas⁶⁸ señalaba que para 2013, la demanda alcanzaría un consumo equivalente a 343 MMPCD. No obstante, la demanda real superó 1.44 veces la proyectada, llegando a 493 MMPCD de GN.

Impacto en el sector residencial

El servicio de distribución de GN hacia el sector residencial permite una conexión directa y continua a una fuente de energía limpia y económica. Para garantizar dicho suministro se requiere de una infraestructura inicial que comprende el derecho de conexión, la acometida y la instalación interna⁶⁹.

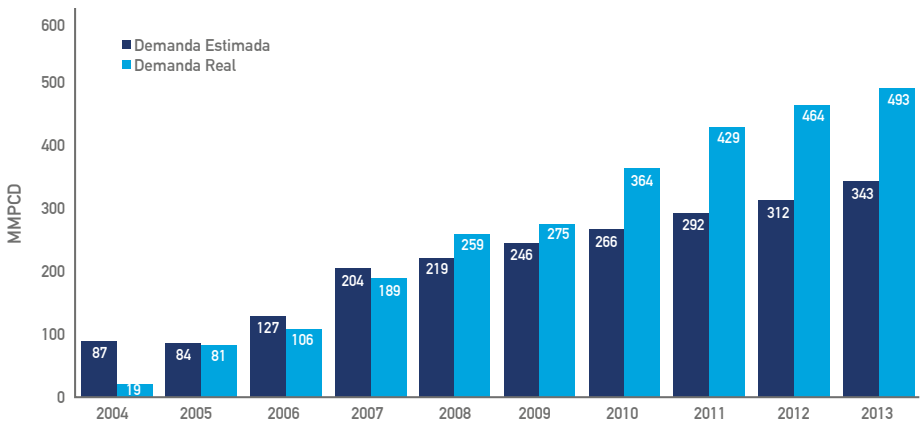
Ilustración 10-1
Flujo comercial del GN y LGN en el mercado interno, 2013*



*Información referencial

Fuentes: GFGN-Osinergmin, MINEM, Encuesta Nacional de Hogares (ENAH-2013), Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE-2013). Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-1
Comparación de la evolución de la demanda de GN estimado y real



Fuentes: GFGN-Osinergmin, MINEM y OEE-Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro 10-1
Periodos de recuperación del capital con y sin Descuento Promocional

Años	Sin descuento (en US\$)			Con descuento (en US\$)		
	Inversión y Ahorros	Flujo de caja descontando ^{1/}	Flujo de caja acumulado	Inversión y Ahorros	Flujo de caja descontando ^{1/}	Flujo de caja acumulado
0	-476.2 ^{2/}	-476.2 ^{2/}	-476.2 ^{2/}	-161.2 ^{3/}	-161.2	-161.2
1	97.3	85.3	-390.9	97.3	85.3	-75.9
2	97.3	74.8	-316.1	97.3	74.8	-1.1
3	97.3	65.6	-250.6	97.3	65.6	64.4
4	97.3	57.5	-193.1	97.3	57.5	121.9
5	97.3	50.4	-142.7	97.3	50.4	172.3
6	97.3	44.1	-98.6	97.3	44.1	216.4
7	97.3	38.7	-59.9	97.3	38.7	255.1
8	97.3	33.9	-26.0	97.3	33.9	289.0
9	97.3	29.7	3.7	97.3	29.7	318.7

^{1/} Se realizó un ajuste por inflación y devaluación durante el periodo 2004-2013 a la tasa social de descuento general de 9% publicada por el Ministerio de Economía y Finanzas mediante la Resolución Directoral N° 006-2012-EF/63.01. Esta modifica el anexo asociado a los parámetros de evaluación de inversiones públicas. La tasa social de descuento ajustada es 14.09%.

^{2/} Considera el costo de inversión de US\$ 582.5 menos el ahorro neto operativo de US\$ 97.3.

^{3/} Considera el costo de inversión, el descuento promocional y el ahorro neto operativo.

Fuentes: GART-Osinergmin y MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

A mediados de 2004, las estimaciones de demanda residencial preveían un fuerte crecimiento del número de hogares conectados para los primeros cinco años (123% promedio anual)⁷⁰, lo que equivaldría a 67 mil conexiones domiciliarias hacia finales de 2009. Estas estimaciones se sustentaban por el efecto del nivel relativo de las tarifas del GN con respecto a su sustituto directo, el GLP envasado, lo cual representaba un ahorro aproximado de 64% por cada gigajoule consumido. Sin embargo, la magnitud de los costos de instalación opacó estas ventajas relativas, lo que generó que para 2009, solo 18,000 hogares contasen con acceso a este servicio (ver **cuadro A.10-1** en el **Anexo Digital** para más detalle).

Como consecuencia, y con el fin de impulsar la demanda residencial, en 2010 se implementaron los descuentos promocionales⁷¹, con lo cual la demanda residencial registró un crecimiento excepcional, alcanzando 162,000 usuarios conectados hacia finales de 2013. El **cuadro 10-1** muestra uno de los factores determinantes de lo sucedido. Sin el descuento promocional, la inversión inicial promedio a la que se enfrentaba un hogar potencial era US\$ 583⁷² por concepto de instalación, y los ahorros netos operativos por sustitución a GN alcanzaban US\$ 97 anuales⁷³. Esto originaba que los beneficios netos se alcancen recién al noveno año. Sin embargo, con el acceso al descuento promocional, dicho periodo se redujo a la tercera parte, llegando a materializarse los beneficios al tercer año.

Luego de nueve años desde la primera conexión de GN en el sector residencial, el impacto económico que ha generado Camisea en este sector ha significado un

ahorro neto acumulado que sobrepasa US\$ 75 millones a 2013. El **gráfico 10-2** muestra la evolución de los ahorros brutos agregados del total de usuarios residenciales conectados en cada año. Este proviene de la suma de los ahorros operativos realizados desde el año de conexión hasta 2013, y de los ahorros por realizar⁷⁴, asociados al diferencial de precios entre GN y GLP envasado. Cabe señalar que en cada barra del gráfico se muestran los costos y los ahorros netos agregados del total de usuarios conectados en cada año. Por ejemplo, en 2009 se conectaron 6,950 usuarios residenciales, que registraron un ahorro bruto agregado de US\$ 10.6 millones a 2013. Si descontamos los costos asociados

a la instalación y operación (US\$ 9 millones), se obtiene que el ahorro neto agregado para estos usuarios fue US\$ 1.6 millones a 2013. Por otro lado, una forma alternativa de medir el impacto de los ahorros generados por el acceso residencial al GN es mediante el ratio beneficio costo (B/C), cuyo valor expresa el cociente de dividir el valor actualizado de los beneficios entre los costos. El ratio B/C para este sector registró un nivel de 1.73, es decir, un usuario residencial generó US\$ 0.73 adicionales de ahorro por cada dólar invertido en esta fuente de energía alternativa (ver **cuadro A. 10-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Impacto en el sector comercial

Dentro de este sector se encuentran los agentes cuyo rango de consumo oscila entre 301 m³ y 17 500 m³ de GN al mes. Por tanto, este grupo abarca principalmente a restaurantes, panaderías, tiendas comerciales y hoteles, cuyo acceso al GN satisface sus necesidades de calefacción, cocción de alimentos y operación de pequeñas máquinas comerciales. Al igual que en el sector residencial, el acceso al servicio de GN es impulsado por el efecto sustitución de la tarifa con respecto al GLP a granel (sustituto directo para este tipo de consumidores). Sin embargo, el costo promedio asociado

a la inversión inicial registra un nivel significativamente mayor, alcanzando una inversión aproximada de US\$ 20,000 (Apoyo Consultoría, 2007).

A diferencia del sector residencial, la evolución del número de clientes ha seguido el comportamiento previsto durante la primera fijación de tarifas⁷⁵. En efecto, a diciembre de 2013 se registraron 1,117 clientes comerciales, cifra algo inferior a los 1,343 usuarios proyectados. El nivel de consumo promedio anual de estos usuarios comerciales, durante el periodo 2004-2013, totalizó 1,022 gigajoules, lo cual implica un beneficio neto del acceso a este servicio a nivel agregado, mayor que en el sector residencial, pues el ahorro operativo promedio por cada gigajoule consumido totalizó US\$ 6.4.

Como en el sector residencial, dicho valor proviene de los ahorros operativos realizados durante el año de conexión hasta 2013, y de los ahorros por realizar asociados al diferencial de precios entre el GN y el GLP a granel expresados en millones de dólares a 2013. A modo de ejemplo, en 2008 se conectaron 166 usuarios comerciales, estos registraron un ahorro bruto agregado de US\$ 17.1 millones expresados a 2013, si descontamos los costos asociados a la instalación, operación y pérdida del crédito fiscal (US\$ 10.1 millones al 2013), se obtiene un ahorro neto agregado de US\$ 7 millones expresados a 2013 (ver **gráfico 10-3**).

Luego de 10 años desde la primera conexión de GN comercial, el impacto económico que ha generado el Proyecto Camisea en este sector ha significado un ahorro acumulado de US\$ 37.7 millones expresados a 2013. Del mismo modo que en el sector residencial, dicho valor proviene de los ahorros efectivamente obtenidos y los ahorros por obtener de los 1,117 usuarios comerciales que optaron por sustituir al GLP a granel⁷⁶ por una conexión a GN.

Por otro lado, el ratio B/C para este sector registró un nivel de 1.74, es decir, un usuario comercial generó US\$ 0.74 adicionales de ahorro por cada dólar invertido en esta fuente de energía alternativa (ver **cuadro A. 10-2** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Impacto en el sector industrial

Debido a la magnitud de su consumo, el sector industrial ha sido uno de los más favorecidos por la industria del GN. La dinámica de crecimiento del país y el progresivo aumento de los precios de los derivados del petróleo⁷⁷ han generado un crecimiento sostenido en la demanda de GN de este sector. Para 2004, el ahorro operativo por el uso del GN en reemplazo de los petróleos industriales totalizó un monto cercano a US\$ 5.3 por gigajoule consumido. La magnitud del ahorro se ha amplificado, puesto que en 2013 se

registró un ahorro de US\$ 14.2 por gigajoule consumido (ver **gráfico 10-4**).

Como consecuencia de una tarifa relativamente menor y de las características propias del GN, la expansión de la demanda industrial se ha concentrado en empresas que utilizan hornos y calderos en sus procesos productivos. Cabe señalar que este sector abarca a las pequeñas, medianas y grandes industrias, cuyo consumo va de 17,501 m³ a 300,000 m³, de 300,001 m³ a 900,000 m³ y mayor a 900,000 m³ de GN al mes, respectivamente.

A diferencia de los sectores previos, la evolución del número de clientes conectados ha seguido un comportamiento moderado, pero progresivo. Desde la incorporación de los seis consumidores industriales iniciales⁷⁸ en 2004, el número de clientes conectados

Gráfico 10-2
Ahorros y costos del uso de GN en el sector residencial, según año, 2005-2013 (US\$ Millones) ^{1/}

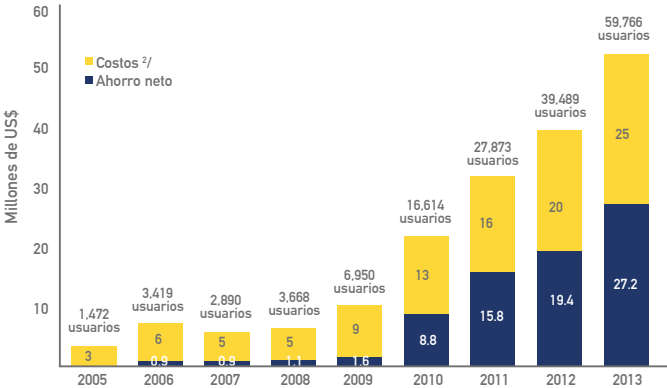


Gráfico 10-3
Ahorros y costos del uso de GN en el sector comercial, según año, 2004-2013 (US\$ Millones) ^{1/}

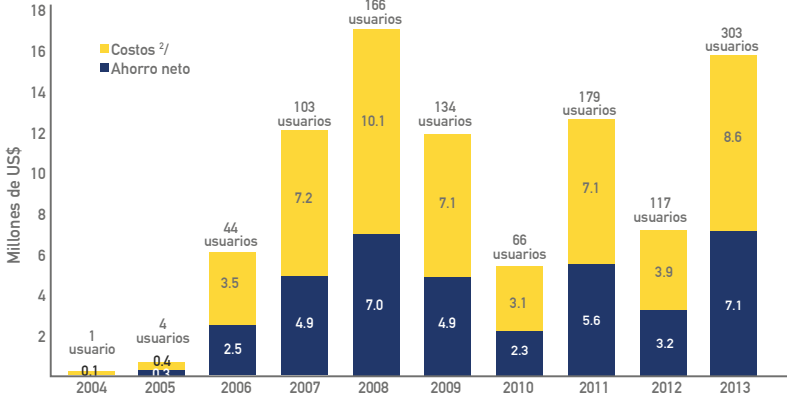
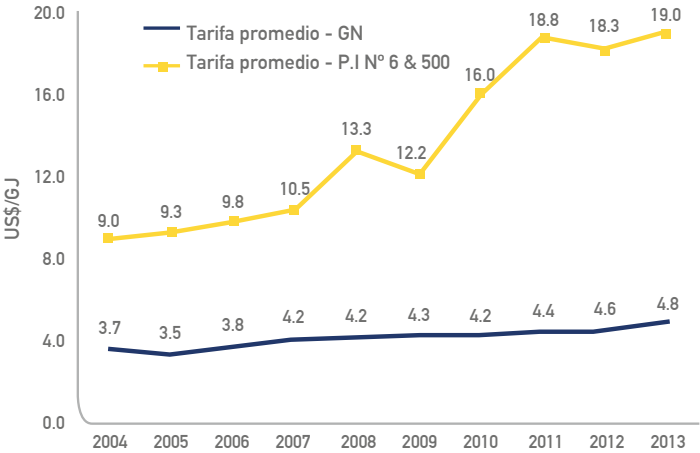


Gráfico 10-4
Evolución de las tarifas de GN y del precio promedio del P.I. N° 6 y 500 en Lima



Fuentes: GFHL-Osinergmin y Memorias de la Empresa Cálidda. Elaboración: OEE – Osinergmin.

^{1/} Millones de dólares en términos de 2013.
^{2/}Incluye el costo fijo más el costo de instalación.
Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

^{1/} Millones de dólares actualizados al año 2013.
^{2/}Incluye el costo fijo, el costo de instalación y la pérdida del crédito fiscal.
Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

ha alcanzado un total de 345 en 2013. No obstante, el consumo agregado de GN ha registrado un fuerte crecimiento, al aumentar de 2.2 MMGJ a 48 MMGJ en el mismo periodo.

A 10 años de las primeras conexiones de GN en el sector industrial, el impacto económico que ha generado el Proyecto Camisea en este sector ha significado un ahorro acumulado de US\$ 5,534 millones a diciembre de 2013. Del mismo modo que en los sectores previos, dicho valor proviene de los ahorros efectivamente realizados y los ahorros por realizar de los 345 usuarios industriales que optaron por sustituir a los petróleos industriales número 5 y 600 por un suministro a GN.

El **gráfico 10-5** muestra la evolución de los ahorros brutos agregados del total de usuarios industriales conectados en cada año. Cabe señalar que los seis clientes industriales iniciales, que registraron 10 conexiones, representan 29% del total del ahorro neto agregado (US\$ 1,628 millones expresados a 2013).

Por otro lado, el ratio B/C para este sector registró un nivel de 4.1, es decir, un usuario industrial generó US\$ 3.1 adicionales de ahorro por cada dólar invertido en esta fuente de energía alternativa (ver **cuadro A.10-3** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Impacto en el sector vehicular

En Lima Metropolitana, el uso de GN en el sector vehicular comenzó a propagarse desde inicios de 2006. A esa fecha, en el país existía una limitada presencia de gasocentros, y los entrantes recién iniciaban todos los trámites requeridos para su operación y funcionamiento. Los gasocentros solo pueden dar suministro a sus clientes si cuentan con el Registro de Hidrocarburos emitido por Osinergmin, el cual se fundamenta en el Certificado de Supervisión de Construcción emitido por las empresas certificadoras acreditadas ante el Indecopi.

Asimismo, para hacer atractivo el uso de GNV frente a los combustibles vehiculares sustitutos, y con el fin de aumentar su demanda, se realizó

un acuerdo entre el Estado y Pluspetrol para determinar un precio promocional de US\$ 0.80 por millón de BTU en boca de pozo, vigente hasta setiembre de 2012.

Cabe resaltar que en 2006 todavía no existían vehículos importados de fábrica para el uso de GNV⁷⁹, por lo que era necesario convertir un vehículo de diésel o gasolina a GNV. Los encargados han sido los talleres autorizados únicamente por el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), a fin de garantizar las normas técnicas y de seguridad en todo el proceso⁸⁰.

Tal como se observa en el **gráfico 10-6**, la compra de vehículos nuevos a GNV inició en 2007 (419 vehículos), intensificándose rápidamente en los años posteriores. Así, a finales de 2013 había 171,479 unidades activas a GNV, de las cuales 37,971 eran vehículos nuevos; mientras que los vehículos convertidos a GNV totalizaron 133,508 unidades.



Fuente: Shutterstock.

Gráfico 10-5
Ahorros y costos del uso de GN en el sector industrial, 2004-2013 (US\$ Millones) 1/

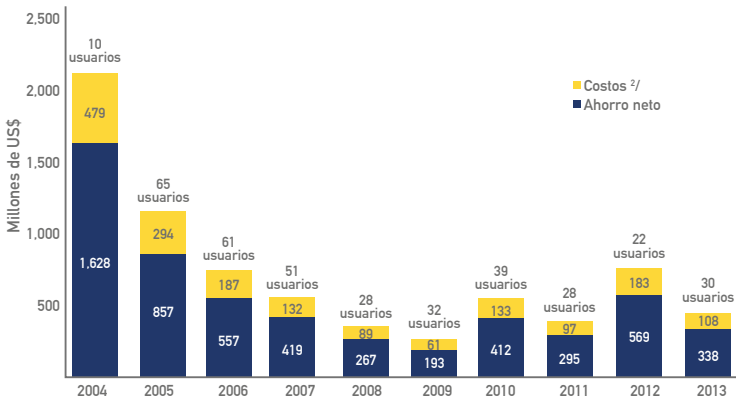
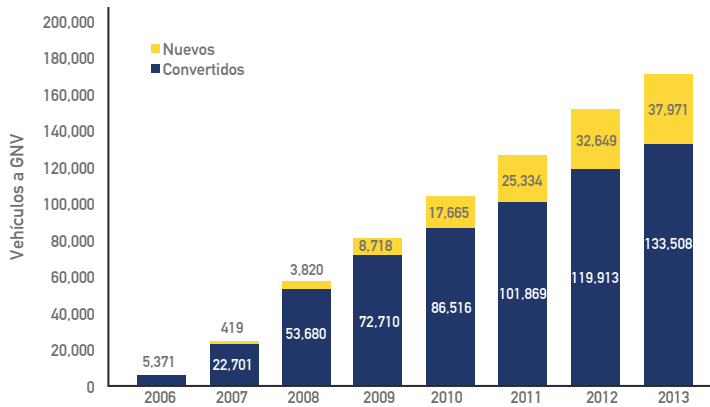


Gráfico 10-6
Evolución de vehículos* a GNV según tipo, 2006-2013



1/ Millones de dólares actualizados al año 2013.
2/ Incluye el costo fijo y el costo de instalación.
Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin

* Solo se consideran los vehículos activos.
Fuente: Infogas. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Adicionalmente, con el propósito de intensificar el proceso de conversión a GN de los diferentes vehículos, Cofide diseñó el Programa de Financiamiento de Conversión a GN -Cofigas. Este cubre los costos de conversión del vehículo a GNV y el pago se realiza por consumo. Es decir, en el momento que el usuario vehicular registra una compra de GNV, se le recarga un porcentaje que servirá para cancelar el préstamo concedido para la conversión. Esto es posible debido a la instalación de un chip electrónico en el vehículo en el momento de la conversión y al Sistema de Control de Carga de GNV⁸¹.

Luego de la conversión a GNV, el propietario del vehículo asume una serie de obligaciones, como la revisión quinquenal de los cilindros

de conversión, la cual involucra una reprueba y, en algunos casos, su recambio. También se requiere una revisión anual, aunque esto se exige tanto a los usuarios dueños de vehículos convertidos como a los de no convertidos a GNV.

El costo de la conversión es un único pago que realiza el usuario, el cual depende de una serie de aspectos, como la marca del equipo de conversión, el modelo del auto, la capacidad y números de cilindros instalados en el motor y, opcionalmente, las garantías brindadas por el taller. Asimismo, los costos variarán dependiendo del tipo de conversión. Por ejemplo, los de un vehículo gasolinero a GNV son menores, ya que en principio se deberá adquirir un tanque de almacenamiento para GN.

En tanto, los vehículos petroleros (diésel) deberán incurrir en costos más elevados, y es que por lo general, esto implica el cambio de motor del vehículo. Por eso, casi el total de las conversiones a GNV han sido de vehículos que originalmente han utilizado gasolina de algún octanaje.

Asimismo, la conversión a GNV presenta diferentes sistemas de uso: (i) sistema dedicado, donde el vehículo convertido solamente utiliza GNV, (ii) sistema bi-fuel, que permite el uso tanto de GNV como de otro combustible y (iii) sistema dual-fuel, que requiere el uso simultáneo de dos combustibles para funcionar. Los vehículos de gasolina convertidos suelen elegir el sistema bi-fuel, permitiéndoles optimizar de mejor

manera su consumo según las situaciones que se presenten; mientras que los vehículos de diésel convertidos tienen que optar por un sistema dedicado.

En promedio, los costos de conversión para los vehículos gasolineros han oscilado entre US\$ 1,600 y US\$ 1,200 debido, principalmente, a la oferta activa de talleres autorizados para el proceso de conversión (ver **gráfico 10-7**). Para la conversión de vehículos petroleros, el monto alcanza en promedio US\$ 6,000.

La conversión a GN tiene tres ventajas principales. En primer lugar, el precio del GNV es sumamente menor en comparación a los precios de combustibles tradicionalmente utilizados por el parque automotor en el país (diésel y gasolina). Tal como se aprecia en el **gráfico 10-8**, el precio de GNV muestra grandes ventajas con relación a los otros dos combustibles.

Entre los años 2006 y 2009, se obtuvo un mayor ahorro con relación a la gasolina de 90 octanos (en adelante gasolina) que con relación al diésel, pero a partir de ese año la ventaja frente a ambos combustibles fue similar. En 2013, se produjo un incremento del precio promedio de GNV en el mercado, debido a que, como se mencionó anteriormente, el precio promocional determinado por Pluspetrol y el Estado peruano caducó en setiembre de 2012.

En segundo lugar, el GNV genera menos emisiones de gases contaminantes que otros combustibles. Según la IEA (2010), las emisiones de CO₂ de un vehículo a GN son de 120 g/km; mientras que las emisiones de un vehículo que usa diésel o gasolina son de 160 g/km y 190 g/km, respectivamente.

En tercer lugar, el uso de GNV presenta algunas ventajas técnicas y de seguridad. Según la

IEA (2010), el octanaje es mayor que el de otros combustibles (130), lo que refleja más resistencia a la detonación, reduce el ruido del motor y elimina la necesidad de aditivos tóxicos. En cuarto lugar, el GNV es más seguro, pues es más liviano que el aire, es decir, se disipa fácilmente en la atmósfera.

Sin embargo, también es necesario tener en cuenta alguna de las desventajas que implica la conversión a GNV. Por ejemplo, puede generar la pérdida de potencia del motor (10% aproximadamente), de espacio en la maletera por el tanque o cilindro de almacenamiento de gas, y puede provocar inconvenientes por la modificación del diseño original del vehículo (arreglo en los frenos y suspensión por el peso del/los cilindro/s) y por el propio uso del combustible.

Es importante mencionar que las potenciales ventajas de la conversión a GNV peligran debido

a la posibilidad de una conversión sustituta al GLP, que presenta una serie de beneficios con relación al GNV. Primero, la comercialización de GLP vehicular no está sujeta a regulación como sí lo está la de GNV. Segundo, los costos de conversión a GLP son menores en comparación a los de GNV. Y, finalmente, el atractivo de una conversión a GLP es que al momento de su compra no se le agrega un cargo adicional para amortizar el pago de la deuda por el financiamiento de la conversión a GNV, lo cual abarata el consumo de GLP. Así, el usuario del vehículo no tiene que desembolsar un monto adicional al momento de recargar su vehículo, solo el costo del combustible. Esto último es importante, dado que hasta el momento casi la totalidad de las conversiones de vehículos a GNV fueron realizadas por la modalidad de financiamiento de Cofigas.

Ahorros por el uso del gas natural vehicular

Para la medición del impacto del uso de GN en el sector vehicular, expresado en términos del ahorro obtenido por los usuarios de vehículos a GNV, es necesario realizar un análisis. Este debería incluir las ventajas del precio de GNV sobre la gasolina, considerar el costo de conversión, de revisión quinquenal, el recorrido anual de kilómetros, si los vehículos una vez convertidos utilizan GNV y gasolina a la vez o solo GNV (sistema bi-fuel o dedicado) y en qué proporción, la existencia de vehículos nuevos o convertidos a GNV y su participación en el total de vehículos.

El ahorro será medido como la diferencia del valor actual del costo anual de combustibles, incluyendo el costo de conversión para los vehículos convertidos a GNV; o la diferencia del costo del vehículo en el caso de los vehículos nuevos a GNV.

En primer lugar, para el cálculo del costo anual de combustibles se necesita el kilometraje recorrido, que se estima mediante la división del consumo promedio de GNV⁸² y su rendimiento⁸³. En segundo lugar, debido a que las conversiones de vehículos gasolineros a GNV posibilitan el uso simultáneo de los dos combustibles, se constituye una composición bi-combustible, en la que se usa gasolina en pequeñas cantidades para situaciones de emergencia o evitar problemas de arranque con el motor frío. Finalmente, el análisis considera los costos de revisión quinquenal que están obligados a realizar los vehículos convertidos y nuevos a GNV.

El análisis del ahorro obtenido por el uso de GNV ha sido dividido en dos partes. La primera considera los obtenidos por los vehículos a GNV, tanto convertidos como nuevos, hasta 2013. En la segunda se estiman los ahorros que aún les faltan obtener a estos vehículos en toda su vida útil (10 años). Para cumplir tales objetivos, es necesario utilizar una tasa de interés que considere el valor del dinero en el tiempo, por lo que se utilizó la Tasa Social de Descuento (TSD) establecida por el MEF en 9%; sin embargo, al ajustar por inflación y devaluación, esta asciende a 14.09%.

Es preciso señalar que los resultados que se mostrarán están elaborados bajo una serie de supuestos y considerando un vehículo promedio. En la vida real, los resultados obtenidos pueden modificarse debido a los diferentes costos de conversión y revisión quinquenal, costos de vehículos nuevos a GNV, uso de combustibles en sistemas bi-fuel, espacio geográfico donde opera el vehículo, actividad que se desarrolla con el vehículo (transporte público, taxi, bus, privado), etc.

“

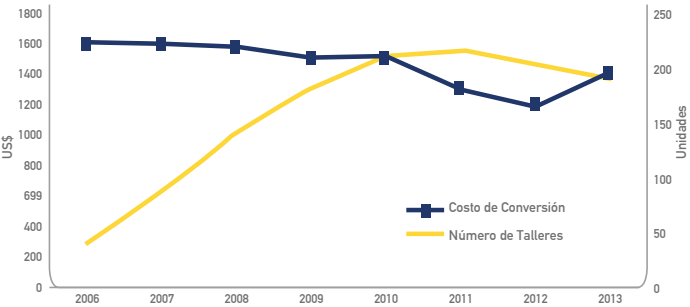
Hasta el momento casi la totalidad de las conversiones de vehículos a GNV fueron realizadas por la modalidad de financiamiento de Cofigas.

”

Ahorros realizados y por realizar por el uso de gas natural vehicular

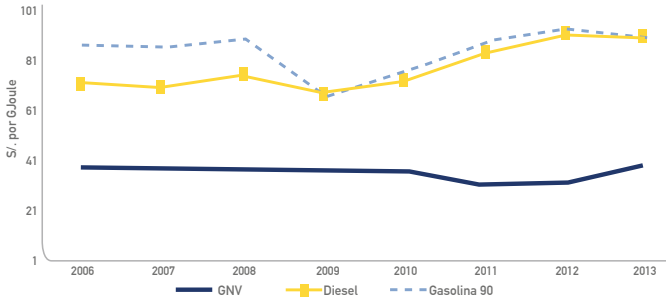
Como se ha mencionado, el cálculo del ahorro por el uso de GNV es lo obtenido hasta el cierre de 2013. En ese sentido, se determina el ahorro bruto anual para un vehículo por el uso de GNV como combustible vehicular, en lugar de la gasolina de 90 octanos, el cual se calcula por la diferencia de los costos anuales de dichos combustibles⁸⁴. Tal como se aprecia en el **gráfico 10-9**, el ahorro por el consumo de GNV para un vehículo ha tenido una tendencia al alza, pasando de US\$ 975 anuales en 2009 a US\$ 2 950 anuales en 2013. Sin embargo, en el último año el precio del GNV se incrementó 22%, mientras que el precio de la gasolina de 90 octanos se redujo 3%. Como consecuencia, el ahorro anual por el consumo de GNV de 2013 fue inferior 16% con respecto al año anterior.

Gráfico 10-7
Costo promedio de conversión vs. talleres de conversión, 2006-2013



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-8
Precios promedio de GNV, diésel y gasolina de 90 octanos, 2006-2013



Fuentes: GFGN, GFHL y OEE (Osinergmin). Elaboración: OEE-Osinergmin.

Por otro lado, debido a la existencia de vehículos convertidos y nuevos, es necesario incluir estas dos categorías al realizar los cálculos respectivos. Así, tanto los vehículos convertidos como nuevos a GNV tendrán los mismos ahorros anuales por consumo de GNV. Sin embargo, cada categoría incurrirá en costos diferentes: en el caso de los vehículos convertidos, el costo de la conversión; en de los nuevos, el costo de su compra⁸⁵.

Así, por ejemplo, un usuario que decidió convertir su vehículo a GNV en 2006, en lugar de seguir consumiendo gasolina, habrá ahorrado, hasta el cierre de 2013, US\$ 21,216 en valor presente. Caso similar se presenta en los vehículos nuevos, que al ser financiados por un mayor monto⁸⁶, obtienen ahorros menores, pero conservan su rentabilidad a lo largo de los años.

Los montos ahorrados de los vehículos nuevos y convertidos suman US\$ 1,981 millones en valores expresados en moneda de 2013. De forma desagregada, la conversión de vehículos a GNV habrá significado un ahorro cerca de US\$ 1,680 millones, mientras que la compra de vehículos nuevos a GNV solamente US\$ 301 millones. Lo anterior es resultado del mayor costo de financiamiento que enfrenta la compra de un vehículo nuevo a GNV y a los supuestos considerados para el análisis (ver **cuadro A.10-4** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Con el fin de obtener los ahorros totales por la conversión o compra de un vehículo a GNV, es necesario considerar en el cálculo la vida útil del vehículo. Para fines prácticos, se asumió que la vida útil de un vehículo convertido como nuevo es 10 años. En ese

sentido, se muestra que los ahorros por realizar de un vehículo, sean convertido o nuevo, son todavía significativos y representan un mayor porcentaje del ahorro total, a medida que la conversión sea más reciente. Adicionalmente, al sumar ahorros realizados y por realizar se tendrá un total de US\$ 3,237 millones. Los vehículos convertidos habrán totalizado US\$ 2,652 millones, mientras que la compra de un vehículo a GNV en lugar de un gasolinero habrá generado en total US\$ 584 millones como ahorro neto.

En el **gráfico 10-10** se aprecian los ahorros netos y costos por el uso de GNV durante la vida útil del vehículo, según el año en que se comenzó a usar dicho combustible sea por conversión o compra de un vehículo nuevo. Se observa que los vehículos que comenzaron a usar el GNV a partir de 2008,

es decir 34,380 vehículos, alcanzan en agregado los mayores niveles de ahorro neto al totalizar US\$ 779 millones en su vida útil, descontando los costos asociados a conversión o compra y revisiones quinquenales. Por otro lado, aquellos que lo hicieron a partir de 2006, es decir 5,371 vehículos, solamente llegan a US\$ 134 millones de ahorros netos e incurrir, a la vez, en costos de alrededor de US\$ 30 millones durante toda su vida útil.

Finalmente, se presentan los ratios entre el beneficio y el costo⁸⁷ (B/C), tanto para los vehículos convertidos como para los nuevos de manera agregada en su vida útil. Con ello, el beneficio por el uso de GNV representaría seis veces el costo incurrido (costos de compra y costos de conversión). Es decir, por cada dólar invertido se

obtendría un beneficio adicional de US\$ 5. Sin embargo, este ratio representa 6.9 veces el costo de conversión para los beneficios de vehículos convertidos y solamente 3.9 veces para los vehículos nuevos, lo cual es reflejo de los mayores costos de compra en comparación a los costos de conversión (ver **cuadro A.10-4** en el **Anexo Digital** para más detalles).

En resumen, el uso de GNV como combustible vehicular ha sido rentable, tanto para los vehículos convertidos como para los vehículos nuevos a GNV, financiando completamente los costos de conversión o compra, respectivamente.

Impactos en el sector eléctrico

Como se ha discutido en capítulos anteriores, el diseño de los contratos de explotación y

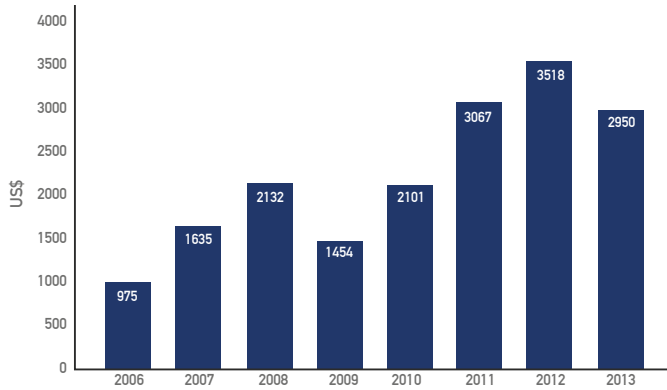
transporte, así como el marco regulatorio inicial creado para la industria del GN, principalmente se basó en promover su uso en la generación eléctrica, puesto que en este sector era más factible su rápido ingreso con niveles de consumo elevados.

Con respecto a la actividad de generación, el ingreso de Camisea modificó la matriz energética del país, diversificando las fuentes primarias y abaratando los costos. En el año 2000, es decir antes del ingreso de Camisea, solo 4% de la energía eléctrica estuvo producida por GN, proveniente de los yacimientos de la Costa norte y Aguaytía. Sin embargo, en el año que inició operaciones, hubo un incremento de la participación del GN en la generación, pasando a concentrar 10% de la producción eléctrica. En los últimos 10 años, la tendencia de la participación del GN ha sido creciente. En 2013, el GN representó 43% de la matriz energética de electricidad, convirtiéndose en uno de los pilares que sostiene el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (ver **gráfico 10-11**).

Por otro lado, en la actividad del transporte se diseñó el mecanismo de GRP. Como se explicó en el **capítulo 5**, permitió un flujo asegurado de ingresos al concesionario, mediante un recargo en las tarifas de los usuarios finales.

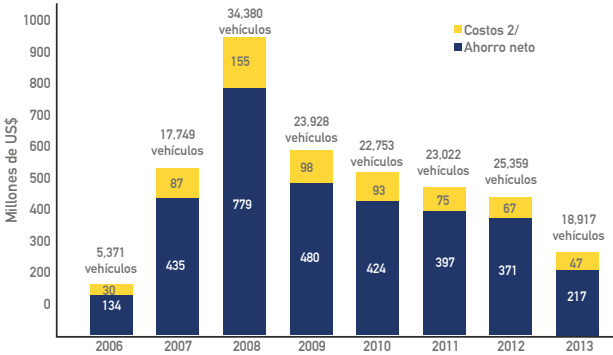
La presente sección tiene como objetivo realizar un análisis para medir el impacto aproximado del Proyecto Camisea en el sector eléctrico. Es preciso mencionar que los diversos trabajos realizados hasta el momento se formularon de forma ex-ante, es decir, se emplearon proyecciones para sustentar la mayoría de sus resultados. El presente análisis, en cambio, se ha formulado de manera ex-post (tras haber transcurrido 10 años del inicio de operación del proyecto). En otras palabras, la interrogante

Gráfico 10-9
Ahorros brutos anuales por el combustible de GNV, 2006-2013



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-10
Ahorros y costos anuales del total de vehículos que empezaron a usar GNV en el año, 2006-2013 (US\$ Millones)^{1/}

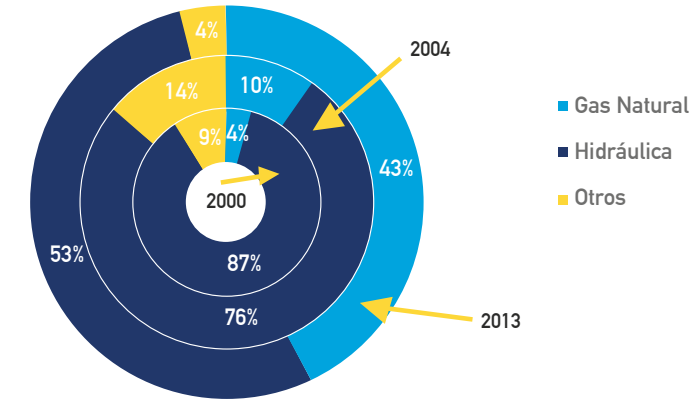


^{1/} Expresados en valor presente de 2013 considerando la vida útil del vehículo.

^{2/} Incluye los costos de financiamiento más las revisiones quinquenales.

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-11
Evolución de la matriz energética del sector eléctrico peruano



Fuente: GART-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

a resolver es: ¿cuán beneficioso ha sido el Proyecto Camisea para el sector eléctrico en los últimos 10 años?

Sobre la cuantificación de los ahorros se han propuesto dos escenarios teóricos de abastecimiento⁸⁸. En el primero, se plantea sin Camisea (contrafactual), y se realiza la configuración del sistema eléctrico, tomando en cuenta la existencia y factibilidad de generación a diésel, carbón y fuerza hidráulica como tecnologías disponibles. En el segundo se plantea el escenario con Camisea (observado o real), y se realiza la configuración del sistema eléctrico, tomando en cuenta la existencia y factibilidad de generación a diésel, GN a ciclo simple, GN a ciclo combinado y fuerza hidráulica, como tecnologías disponibles⁸⁹.

En cada uno de los escenarios se ha obtenido el parque generador óptimo⁹⁰. Para este procedimiento se utilizó parámetros de costos fijos, costos variables y patrones de demanda de energía (diagrama de carga), tal como será mostrado en las secciones subsiguientes (ver **cuadro A.10-5** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Los resultados de las estimaciones se muestran en dos subsecciones. En la primera se analizan los ahorros anuales en las tarifas eléctricas en barra netos de la GRP, comparando los dos escenarios teóricos de abastecimiento⁹¹. De este resultado se obtiene el valor descontado a 2013⁹² del ahorro neto. En la segunda se analizan los ahorros reemplazando la energía producida a GN-ciclo combinado (CC) y GN-ciclo simple (CS) por diésel y carbón,

respectivamente. Luego se valoriza la energía reemplazada al costo variable unitario de cada combustible para cuantificar los ahorros en costos de generación.

El **gráfico 10-12** muestra el ahorro anual (por mayor eficiencia productiva) que se generó a partir del ingreso del GN de Camisea (las tecnologías implementadas por el ingreso de GN son ciclo simple –CS- y ciclo combinado –CC-). Asimismo, se observa que las centrales a carbón pierden factibilidad; no obstante, eso solo sucede en el escenario teórico, puesto que el parque generador peruano sigue utilizando carbón⁹³ para la generación eléctrica.

El efecto principal de la comparación de ambos escenarios teóricos es una reducción en la participación de la generación eléctrica de las centrales hidráulicas y de diésel, producto de una reconfiguración en los tiempos óptimos de uso de cada tecnología, cedidos a las centrales a GN. Según las estadísticas anuales de operación del COES-SINAC a nivel de energía, las centrales hidráulicas pasaron de tener 84% de participación en la generación de electricidad en 2003, a 53% en 2013.

Tarifas eléctricas en barra

Para cada uno de los escenarios teóricos de abastecimiento se calcularon precios marginales promedio de la energía de cada año desde 2000 a 2013.

Además, se tomaron los valores desde 2000, debido a que la metodología de fijación de tarifas de la GART consideraba las proyecciones de la oferta de los 48 meses siguientes. Es decir, en la fijación tarifaria de mayo del 2000 se incorporó por primera vez a la central de Ventanilla en el parque generador, por lo que desde el año 2000 ya se observa una leve reducción tarifaria⁹⁴.

Los datos obtenidos de los escenarios teóricos de abastecimiento son utilizados para el cálculo del precio en barra de la energía⁹⁵ mediante la siguiente fórmula⁹⁶:

$$\text{Precio en Barra de la Energía} = \frac{\sum_{i=0}^4 \frac{Cmg_i q_{Li}}{(1+r)^i}}{\sum_{i=0}^4 \frac{q_i}{(1+r)^i}} \quad (10-1)$$

Es importante mencionar que desde 2010, se utilizaron las proyecciones de demanda del Procedimiento de Fijación de Precios en Barra Periodo mayo 2014 - abril 2015 de la GART. En el caso de los costos marginales, se proyectaron utilizando la tasa de crecimiento promedio del precio marginal de la energía de los últimos 10 años.

Los resultados de ambos escenarios teóricos de abastecimiento sirven para calcular el ahorro como porcentaje del precio en barra

de la energía del escenario con Camisea. Luego se toman estos valores para replicarlos en las tarifas en barra publicadas por la GART⁹⁷. De este modo, se construye una serie histórica de tarifas en barra en un escenario sin Camisea, como se observa en el **gráfico 10-13**.

En el **gráfico 10-13** se muestra el ahorro corriente en cada año que se traslada al usuario final. Si bien la llegada del proyecto genera un ahorro poco significativo en los primeros años, a partir de 2004, el ahorro en tarifas en barra se mantiene alrededor de 8%. En efecto, para 2013, la tarifa en barra fijada en un escenario sin Camisea hubiera sido US\$ 66.82 por MWh; sin embargo, el Proyecto Camisea logró que la tarifa real sea US\$ 60.74 por MWh.

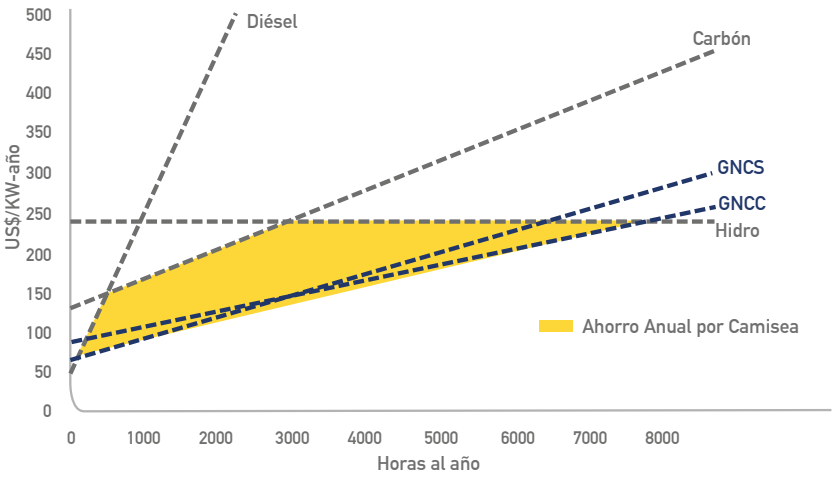
Un punto relevante en la cuantificación del impacto en el sector eléctrico es el pago

adelantado de la garantía por red principal. Los usuarios eléctricos no deberían considerarlo como un costo, debido a que el concesionario tiene la obligación de devolver dicho monto mediante un descuento en los recibos futuros de transporte de gas en alta presión.

Sin embargo, se debe tomar en cuenta en la cuantificación del impacto debido a que el periodo de análisis no incluye los años de devolución del pago adelantado. El monto del pago adelantado asciende a US\$ 100 millones y se ha considerado en 2002 y 2003.

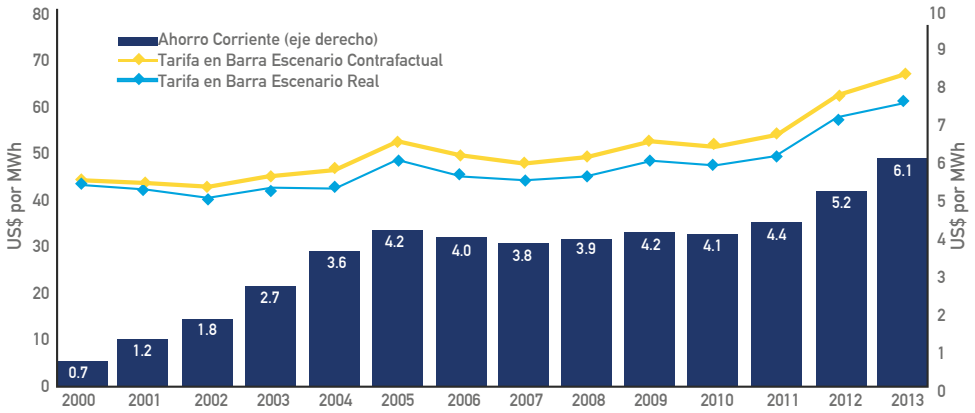
Como se observa en el **gráfico 10-14**, luego de 10 años del inicio de operaciones del Proyecto Camisea, los usuarios del sector eléctrico obtuvieron un ahorro neto importante en las tarifas. Para ilustrar, en valores de 2013 descontado a la tasa social de descuento ajustada por inflación y devaluación (14.09%), en el año 2000 se obtuvieron US\$ 67 millones de ahorro. No obstante, en 2004 este ahorro se duplicó al alcanzar US\$ 105 millones (considerando la GRP). En 2013, el ahorro obtenido fue casi tres veces mayor que en 2004 (US\$ 248 millones). De esta manera, el ahorro en tarifas en barra asciende a US\$ 3,064 millones en valor descontado a 2013. No obstante, al ajustar el ahorro por el pago de la GRP⁹⁸ se obtiene uno neto para los usuarios finales de aproximadamente US\$ 1,783 millones a 2013. Por otro lado, el ratio beneficio-costo que se calcula como el cociente entre el ahorro generado por el Proyecto Camisea, incluido el pago por GRP y el costo de la misma, asciende a 2.4. Es decir, el beneficio obtenido por el pago del GRP es 2.4 veces mayor que el costo soportado por los usuarios del sector eléctrico (ver el **cuadro A.10-6** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Gráfico 10-12
Ahorros anuales en costos de generación por el ingreso del Proyecto Camisea

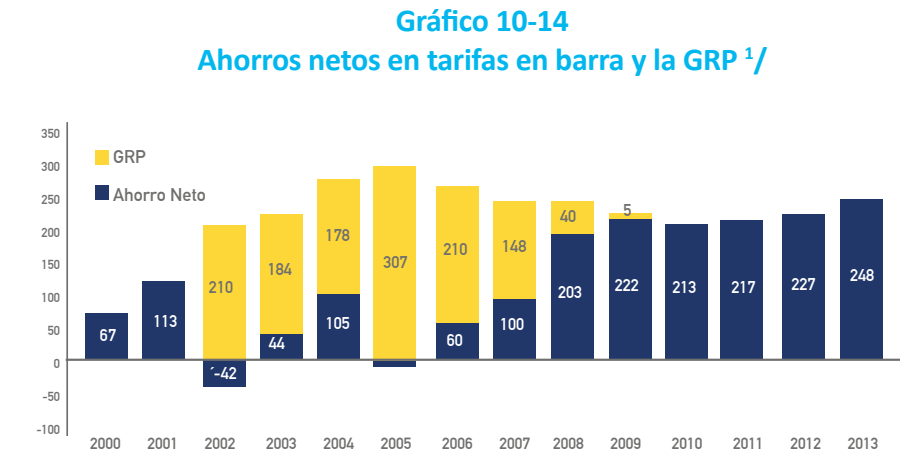


Fuentes: IEA y Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Gráfico 10-13
Estimación de Tarifas en Barra por escenarios

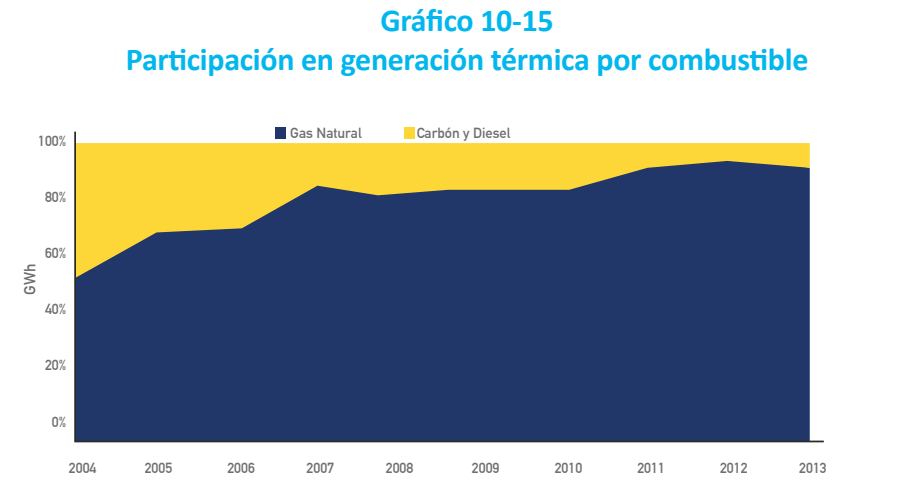


Fuente y elaboración: OEE-Osinerghmin.



^{1/} Es el valor presente a 2013 descontado a la tasa social de descuento ajustada por inflación y devaluación (14.09%).

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



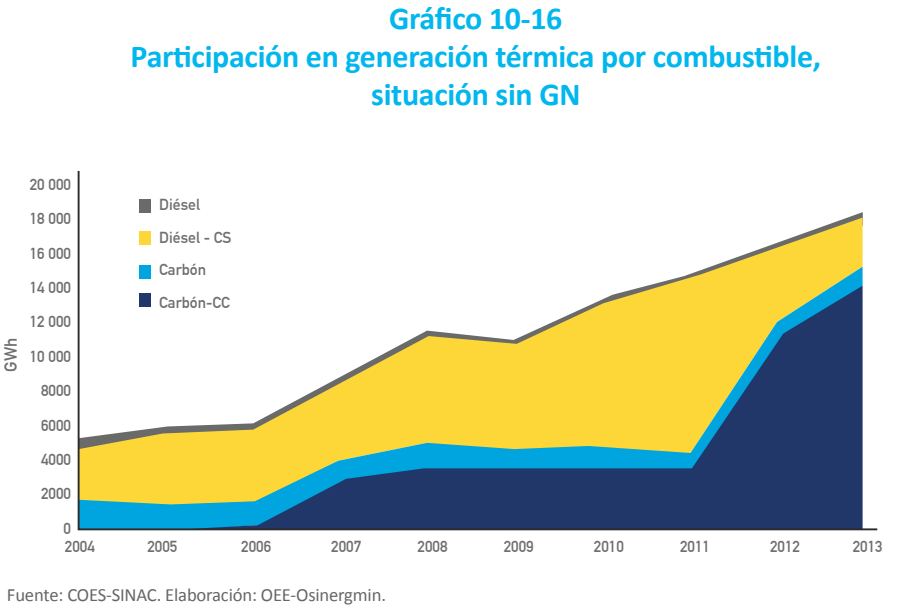
Fuente: COES-SINAC. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Costos de generación

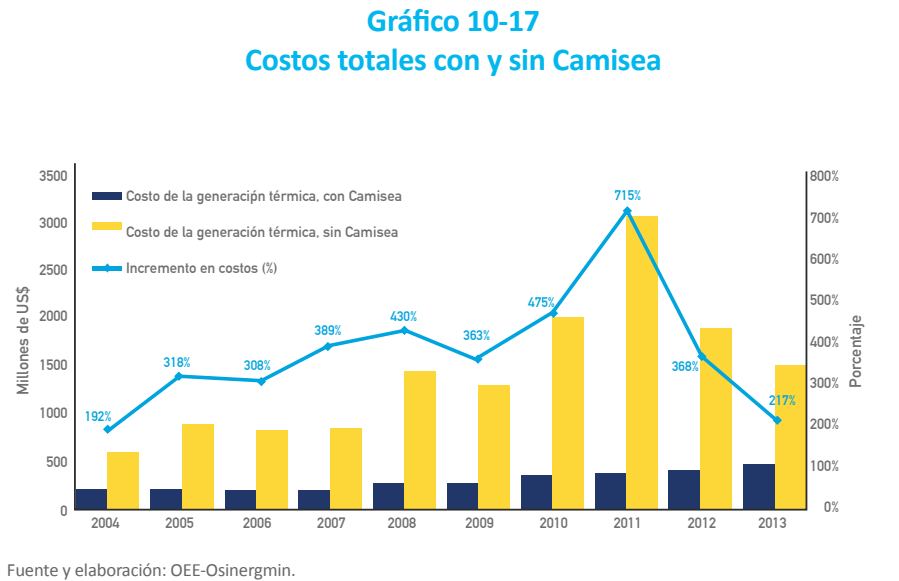
Para el siguiente ejercicio se dejaron de lado los escenarios teóricos de abastecimiento. Ahora el análisis se centrará en estudiar los datos observados de energía producida por tecnología y combustible⁹⁹. Como se observa en el **gráfico 10-15**, el GN ha incrementado su participación en la generación eléctrica por combustibles desde el ingreso del Proyecto Camisea (2004), con lo que ha desplazado a combustibles fósiles como el diésel y el carbón.

En 2004, la producción de energía eléctrica por GN representaba 56% de las fuentes térmicas; sin embargo, en 2013, la composición se modificó, de forma que el GN pasó a representar 94% de la generación térmica. Es importante mencionar que en este periodo, la producción de electricidad por fuentes térmicas se triplicó, lo que hace aún más significativo el efecto de Camisea. En este contexto, es posible formular la siguiente interrogante. ¿Qué hubiera sucedido con los costos de generación si el GN de Camisea no hubiera existido? Es decir, si las tecnologías (centrales térmicas a CS y CC) implementadas para el uso de GN de Camisea nunca se hubieran dado. Para responder, se puede plantear dos situaciones. En la primera, la generación eléctrica dispone de diésel, GN y carbón como combustibles de generación térmica¹⁰⁰. En la segunda, la generación eléctrica solo dispone de diésel y carbón como combustibles de generación.

Dicho esto, y debido a la necesidad de comparar, se parte de la primera situación (observada) para construir la segunda (sin GN), manteniendo el nivel de producción de energía eléctrica constante.



Fuente: COES-SINAC. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

Luego, se reemplaza la energía producida a ciclo simple y ciclo combinado por diésel y carbón, respectivamente¹⁰¹. Posteriormente, se valoriza la energía reemplazada junto a la energía no reemplazada al costo variable unitario de cada tipo de combustible. De esta forma, se construye el costo total de generación para la situación donde solo se dispone de diésel y carbón como combustibles para la generación térmica, a la que se le denominará costo de generación térmica sin Camisea.

Como se muestra en el **gráfico 10-16**, este procedimiento modifica considerablemente la cantidad de energía producida con diésel y carbón; a su vez, al valorizar los costos de generación térmica, la diferencia es considerable. Como se observa en el **gráfico 10-17**, el costo en el escenario sin Camisea implica un incremento de hasta 715% con respecto al costo con Camisea.

La explicación de este resultado es que los niveles de producción de generación térmica para una situación sin Camisea no se hubieran mantenido constantes como se supuso al inicio del ejercicio. Esto se debe a que la generación hidráulica hubiera desplazado a la térmica; respondiendo al proceso de optimización del parque generador, reduciéndose así la enorme diferencia de costos que se muestra en el gráfico anterior. Sin embargo, los resultados dan una lección muy clara: la presencia del Proyecto Camisea significó una disminución del costo de la generación eléctrica y evitó incrementos de 377% (en promedio) en los costos de generación, para un escenario menos conservador que el desarrollado en la sección anterior.

IMPACTO ECONÓMICO
EN EL SECTOR PÚBLICO:
IMPUESTO A LA
RENTA Y REGALÍAS

Después de 10 años del inicio del Proyecto Camisea y de cuatro años del proyecto de exportación de GNL, la explotación del GN tuvo un impacto significativo en distintas actividades del sector privado y, por lo tanto, también en el sector público por la vía de los ingresos fiscales en los gobiernos nacional, regional y local.

Tal como se observa en la **ilustración 10-2**, en términos generales, los recursos fiscales se recaudan por regalías e Impuesto a la Renta (IR). Sin embargo, son administrados y distribuidos por distintos fondos o aportes.

El análisis se enfoca en el canon gasífero¹⁰² y el Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea (FOCAM)¹⁰³, que constituyen

los principales destinos de los recursos fiscales generados por el Proyecto Camisea, además de facilitar el análisis del uso de estos recursos por los principales beneficiarios.

Recaudación: regalías e Impuesto a la Renta
El monto de las regalías es determinado por los contratos de licencia¹⁰⁴ y se calcula del producto de la tasa de la regalía por el valor de la producción fiscalizada, siendo el encargado de su recaudación Perupetro. El monto recaudado mantuvo una tendencia creciente desde el inicio de la operación del proyecto hasta 2013, año en el que las regalías sumaron US\$ 1,303 millones (49% pertenece al Lote 56 y 51% al Lote 88). Es importante mencionar que en el caso del Lote 56, la recaudación por LGN se inició en 2008, lo cual permitió duplicar las regalías recaudadas. Así, al año 2013, los LGN representaron 66.5% de las regalías totales (ver **gráfico 10-18**).

Por otro lado, en la comparación con la recaudación de regalías de otros hidrocarburos, la evolución de las provenientes de los yacimientos de GN se ha incrementado, tal como se muestra en el **gráfico 10-19**. En 2004, el principal hidrocarburo generador de regalías era el petróleo (74% del total de regalías), mientras que en 2013, esta concentración se redujo a 47%. La participación de regalías provenientes de GN y LGN sumó 53% del total.

Con respecto al IR¹⁰⁵, las compañías determinan el monto por pagar en la Declaración Jurada Anual, la cual se presenta a la Sunat durante los meses de marzo y abril del año siguiente al año que se declara¹⁰⁶. Cada mes las compañías realizan pagos a cuenta, calculados en razón de sus ingresos. Al final del ejercicio fiscal hacen la regularización anual del IR a pagar por medio de la Declaración Jurada Anual.

Es preciso mencionar que en los contratos de licencia se estableció que las empresas que forman el consorcio gozan del beneficio de Estabilidad del Régimen Tributario vigente a la fecha de la firma del contrato. En términos generales, los beneficios son: (i) tasa de 30% sobre la base imponible (utilidades netas) y (ii) los repartos de dividendos y cualquier forma de distribución de beneficios que no está gravada.

Canon gasífero y FOCAM
El canon gasífero¹⁰⁷ tiene como objeto determinar los recursos naturales cuya explotación genera canon y regular su distribución, siempre a favor de los gobiernos regionales y gobiernos locales involucrados¹⁰⁸. Los participantes del canon gasífero son: (i) los contribuyentes (compañías gasíferas en explotación), (ii) los recaudadores (Perupetro S.A., Sunat), (iii) los distribuidores (Dirección General de Asuntos Económicos y Sociales-

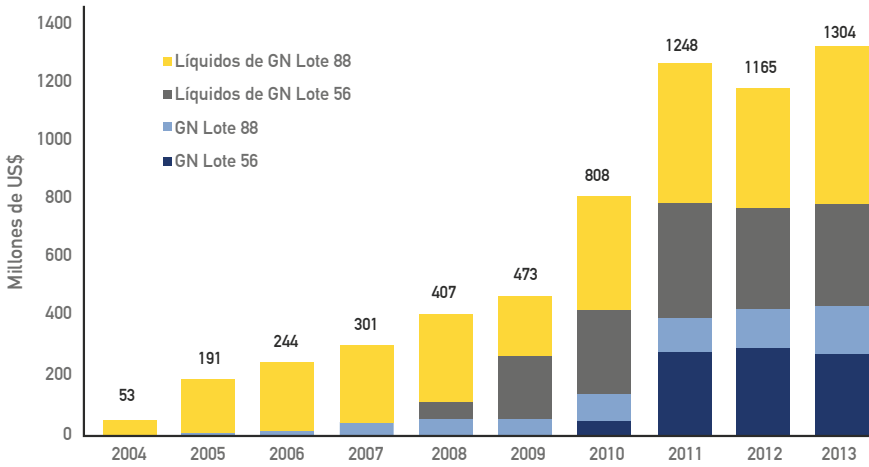
DGAES, PCM, Dirección General del Tesoro Público- DGTP) y (iv) los beneficiarios (gobiernos locales y regionales).

En el **cuadro 10-2** se muestran los criterios de distribución establecidos por la Ley del Canon. Adicionalmente, para la asignación de los recursos del canon gasífero, se aplica un índice de distribución¹⁰⁹. A partir de este punto, es posible identificar al canon gasífero como una importante herramienta de los gobiernos locales y regionales en el desarrollo de sus comunidades, debido a que su uso se ha destinado, exclusivamente, al financiamiento o cofinanciamiento de proyectos de inversión pública, orientados a brindar acceso universal a los servicios públicos y que generen beneficios a la sociedad¹¹⁰. Asimismo, los gobiernos regionales entregan 20% del total percibido por canon a las universidades públicas de su circunscripción. Este monto se destina solo a la inversión en investigaciones científicas y tecnológicas que potencien el desarrollo regional.

En relación al total de las transferencias recibidas por los gobiernos locales, el **gráfico 10-20** muestra que el canon gasífero ha ganado mayor relevancia en el tiempo. Así, mientras que en 2004 solo representaba 2% del total de transferencias recibidas, en 2013 representó 10%. En el ámbito de los gobiernos regionales, su relevancia oscila entre 5% y 17%, ubicándose a 2013 en 17% del total de transferencias recibidas.

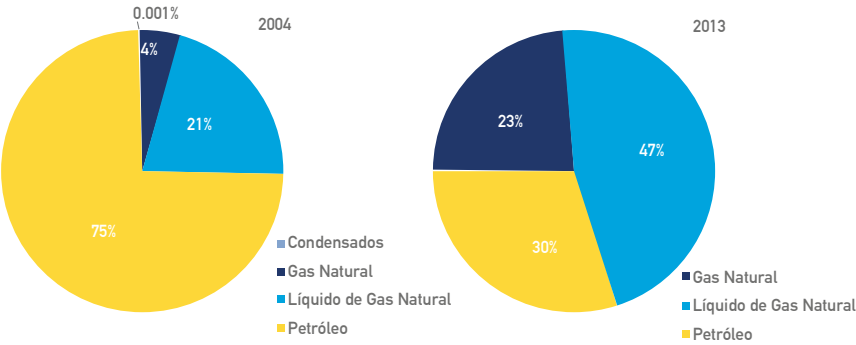
Por otro lado, el FOCAM¹¹¹ se distingue del canon gasífero por los beneficiarios a quienes va dirigida la transferencia; es decir, mientras que el canon gasífero va a las zonas donde el recurso es explotado, el FOCAM se dirige a zonas por donde pasan los ductos. El FOCAM se crea en virtud de uno de los 21 compromisos

Gráfico 10-18
Regalías por GN y LGN, 2004-2013



Fuente: Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

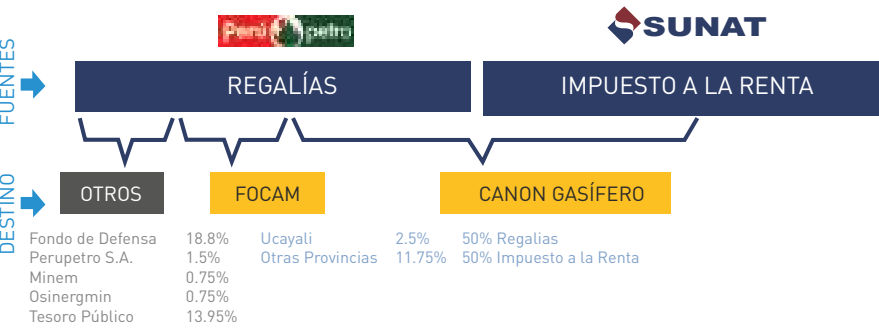
Gráfico 10-19
Regalías por hidrocarburo, 2004 y 2013



Total recaudado 2004: US\$ 307 millones
Total recaudado 2013: US\$ 1,932 millones

Fuente: Perupetro. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 10-2
Distribución de los ingresos fiscales generados por la explotación del gas natural de Camisea



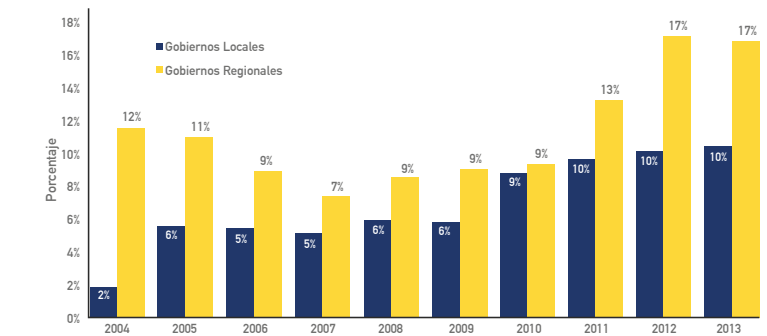
Fuente: MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro 10-2
Criterios de distribución del canon gasífero

	%	Beneficiarios	Criterios
CANON GASÍFERO	10%	Distrito productor donde se encuentra el recurso extraído.	
	25%	Municipalidades de la Provincia donde se encuentra el recurso extraído, excluyendo al Distrito Productor.	Según i) Población y ii) Necesidades básicas insatisfechas (NBI).
	40%	Municipalidades del Departamento donde se encuentra el recurso extraído, excluyendo a la Provincia Productora.	Según i) Población y ii) Necesidades básicas insatisfechas (NBI).
	25%	Gobierno Regional donde se encuentra el recurso extraído.	80% Gobierno Regional 20% Universidades

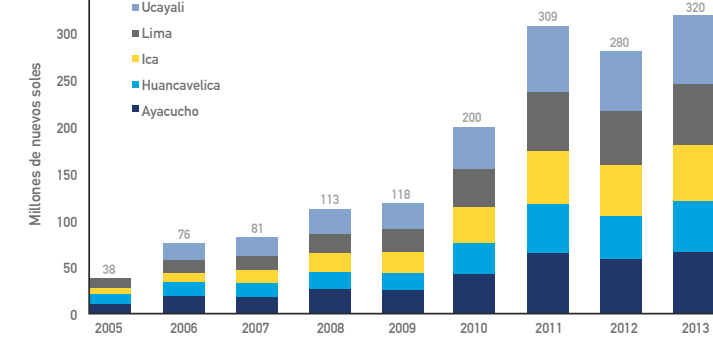
Fuente: ITIE Perú. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-20
Participación del canon gasífero en el total de transferencias de los gobiernos locales y regionales, 2004-2013



Fuente: Transparencia Económica-Portal MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-21
Distribución del FOCAM, por regiones



Fuente: Transparencia Económica-Portal MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin.

asumidos el 4 de marzo de 2004 por el Gobierno del Perú con el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), en el marco del préstamo Programa de Fortalecimiento Institucional y de Apoyo a la Gestión Ambiental y Social del Proyecto Camisea, cuyos recursos se distribuyen en los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica, Ucayali¹¹² y Lima (exceptuando Lima Metropolitana). La evolución del monto distribuido por el FOCAM se ha incrementado en más de ocho veces desde 2004 hasta 2013; siendo en el último año alrededor de S/. 320 millones (ver **gráfico 10-21**).

Al igual que en el caso del canon gasífero, los gobiernos regionales y locales deben destinar los recursos del FOCAM al financiamiento de proyectos de inversión pública, es decir, mantenimiento de la infraestructura económica y social existente, formulación de estudios de pre-inversión y otros, capacitación y asistencia técnica y a la preservación del medio ambiente y la ecología.

Usos del canon gasífero

Hasta el momento, las secciones anteriores han desarrollado las etapas de recaudación y distribución de los recursos fiscales generados por Camisea. Para complementar el análisis y antes de iniciar la cuantificación de los beneficios, discutiremos la ejecución del gasto¹¹³ a nivel regional, específicamente el caso del Cusco.

La región Cusco es el principal beneficiario de las transferencias gasíferas, es por eso que centramos el análisis en su gasto ejecutado, tomando en cuenta el gasto ejecutado por función. En 2013, los gobiernos regionales de Cusco y Puno lideraron el gasto en inversión pública regional, ejecutando alrededor de S/. 1,800 millones. El **gráfico 10-22** muestra que el uso del canon gasífero se ha comportado de manera variante con respecto a sus inicios¹¹⁴. En 2004 se concentraba (65.4%) en la función de educación, cultura y deporte, dejando de lado rubros como Infraestructura del transporte;

mientras que en 2013, el gobierno regional de Cusco concentró 34.8% de sus recursos por canon gasífero en Infraestructura del transporte¹¹⁵.

De acuerdo con Rojas (2012), la inversión para el desarrollo de las capacidades de las personas (capital humano y salud) en los países del primer mundo tiene retornos sociales tan altos como la inversión en infraestructura. Sin embargo, en el caso de Cusco, la inversión en educación, cultura y deporte ha ido reduciéndose: de representar 65% del total en 2004 a tener una participación de 11% en 2013. En contraste, la inversión en salud y saneamiento tuvo un incremento significativo y llegó a 18% del total utilizado en 2013. El uso del canon gasífero se ha concentrado en reemplazar el *stock* del recurso natural por capital físico, mediante inversiones en infraestructura de

transporte y, en menor medida, de inversiones en capital humano. Con el fin de complementar el análisis, es conveniente examinar el grado de ejecución del gasto de los recursos provenientes del canon gasífero. Para ello se construyó un indicador¹¹⁶ basado en el gasto devengado con respecto al monto del canon gasífero destinado al Gobierno Regional de Cusco¹¹⁷.

Como muestra el **gráfico 10-23**, el grado de ejecución del gasto¹¹⁸ tuvo una tendencia creciente hasta 2010. Desde entonces ha ido decreciendo hasta una ejecución de 86% del total transferido. Tal comportamiento puede ser explicado por muchos factores. Zimmermann (2008) expone algunos de los elementos que atentan contra del uso eficiente de los recursos públicos e inversiones de calidad: (i) la baja capacidad de los recursos humanos en las instituciones, (ii) la complejidad de los sistemas administrativos nacionales, (iii) la poca transparencia y (iv) la falta de un adecuado

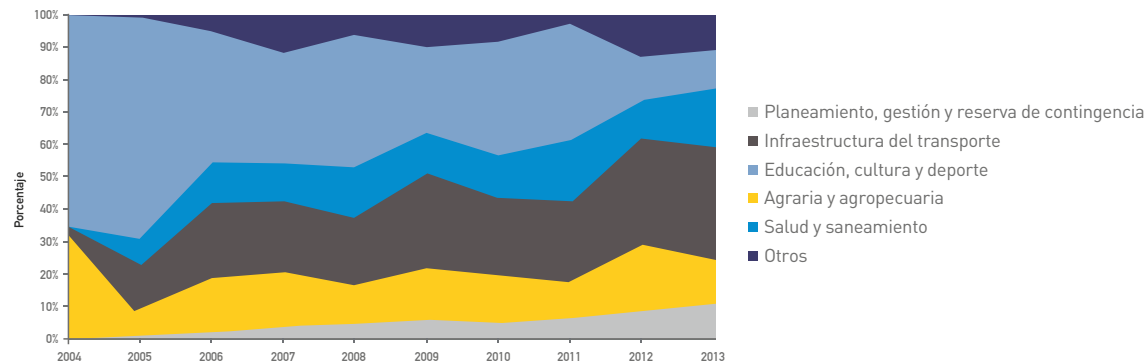
proceso de rendición de cuentas.

Beneficios de las regalías y del Impuesto a la Renta

En la última década, los recursos fiscales generados por Camisea disponibles para la inversión pública se incrementaron más de 40 veces, pasando de US\$ 41 millones a US\$ 1,798 millones. Esto ha repercutido directamente en los presupuestos de los gobiernos locales y regionales.

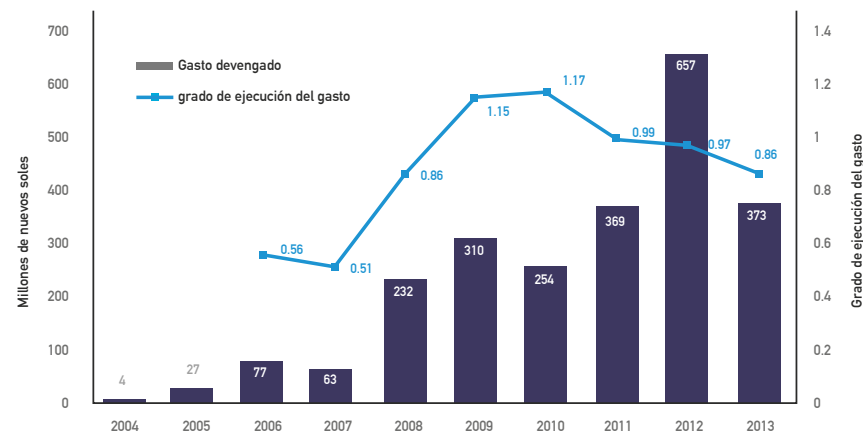
En el **gráfico 10-24** se observa que el principal componente de los ingresos generados a partir del inicio del Proyecto Camisea son las regalías y, como ya se describió anteriormente, su volumen depende, en gran medida, de las condiciones de mercado y los niveles de producción. Así, en 2013 estos componen 72% de los ingresos fiscales y su distribución se realiza a diversos fondos y aportes.

Gráfico 10-22
Ejecución de la inversión pública financiada por el canon gasífero-región Cusco, por funciones, 2004-2013



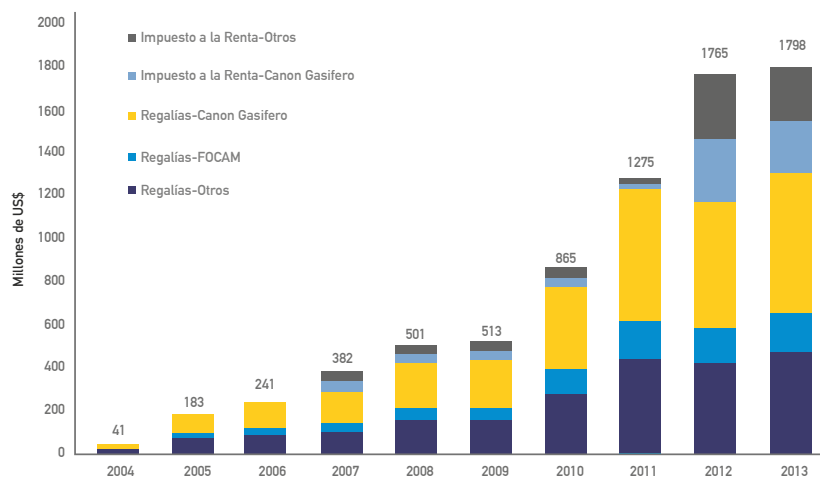
Fuente: Transparencia Económica-Portal MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico 10-23
Ejecución del gasto devengado por el canon gasífero, región Cusco, 2004-2013



Fuente: Portal Transparencia-MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-24
Ingresos fiscales generados por Camisea hacia los gobiernos regionales y locales



Fuente: Transparencia Económica-Portal MEF. Elaboración: OEE-Osinergmin

Finalmente, el impacto en los ingresos fiscales en términos corrientes es US\$ 7,564 millones, que a valor de 2013¹¹⁹ representan US\$ 10,702 millones, de los cuales las regalías son 82% con US\$ 8,825 millones y el IR es 18% con US\$ 1,876 millones.

Dichos beneficios han sido relevantes para el desarrollo económico de las regiones beneficiarias. Por ello, a futuro se requerirá un mayor nivel de ejecución del gasto en inversiones que incrementen el stock de capital físico y humano, y que contribuyan al crecimiento regional y mejora de las condiciones de vida de la población (ver **cuadro A.10-7** en el **Anexo Digital** para más detalles).

IMPACTO ECONÓMICO EN EL SECTOR EXTERNO: BALANZA COMERCIAL DE HIDROCARBUROS

En los años previos a 2004, la Balanza Comercial de Hidrocarburos (BCH) presentó un comportamiento deficitario; sin embargo, con el inicio de operaciones del Proyecto Camisea acontecieron cambios positivos que modificaron la posición internacional del Perú con respecto a los combustibles que se obtenían del extranjero.

Ello permitía satisfacer la demanda doméstica, como en el caso del gas licuado de petróleo. Paralelamente, se inició el comercio internacional de los derivados del GN, como en el caso de las naftas y la gasolina natural¹²⁰, así como GNL. En este sentido, como refiere Dammert et al. (2006), se redujo la dependencia energética por combustibles importados y los efectos negativos de cambios en sus precios internacionales.

En la presente sección se toma en cuenta la evolución de la BCH en los últimos 10 años y se estima el impacto económico ocurrido en el sector externo por el Proyecto Camisea. Para el cálculo del impacto en la BCH se comparan dos escenarios: (i) uno real, es decir, la BCH con el Proyecto Camisea; y (ii) uno contrafactual, donde se considera la BCH sin el Proyecto Camisea. Para este último se ha trabajado la balanza comercial calculando los impactos en los productos transables más relevantes que surgieron a partir de la extracción de GN, entre los cuales destacan el GLP, GNL y la gasolina natural. Además, el análisis para ambos escenarios es realizado en términos monetarios y de volumen.

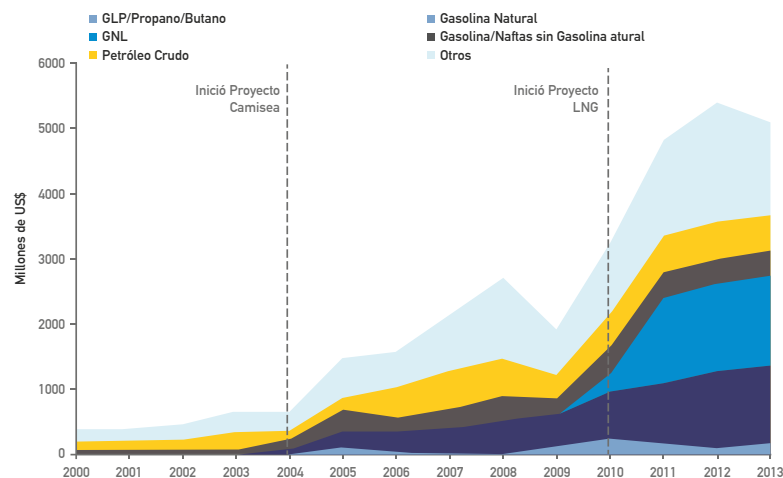
Exportaciones del Proyecto Camisea

El Proyecto Camisea ha permitido que a la fecha se exporten GLP, GNL y gasolina natural. En el caso del GLP, el inicio del Proyecto Camisea

trajo consigo la entrada en operación de la planta de fraccionamiento de Pluspetrol, con lo cual se logró cubrir, gradualmente, la demanda interna de GLP hasta alcanzar una posición de exportador neto de GLP. Sin embargo, se debe tener en cuenta la existencia de un doble efecto, tanto en las exportaciones como en las importaciones que será denominado más adelante como “efecto sustitución”¹²¹.

Para poder cuantificar el efecto del GNL y la gasolina natural en el escenario contrafactual, solo se han excluido de la balanza comercial observada, no obstante su importancia. Esto es primordial, especialmente en el caso de GNL, para entender el deterioro del saldo en la BCH del escenario contrafactual. Si bien es cierto el proyecto de exportación de GNL comenzó recién en 2010, ha generado expectativas

Gráfico 10-25
Exportaciones de hidrocarburos



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

alentadoras para los demás derivados.

Al respecto, García y Vásquez (2004) argumentan que como consecuencia de la mayor producción, habrá más extracción de líquidos de GN que serán procesados en la planta fraccionadora de Pisco. La mención anterior se refleja en el **gráfico 10-25**, que muestra el impulso generado por el inicio del proyecto de exportación de GNL hacia los demás derivados del GN (GLP y gasolina natural). En 2009, las exportaciones de productos derivados del GN representaban 32.46% de las exportaciones totales; sin embargo, a 2013 alcanzaron una representación de 53.43%.

Importaciones de GLP

¿Cuál sería el resultado de las importaciones de GLP sin Camisea? A partir de esta interrogante se plantea determinar la producción nacional de GLP. Excluyendo la producción de Pluspetrol¹²² y utilizando el consumo interno de GLP, se estimaron las importaciones de este combustible. El resultado se expresa en barriles (Bls), por lo que se ha multiplicado por el precio de referencia de combustibles líquidos¹²³.

Como se observa en el **gráfico 10-26**, la situación deficitaria de la producción de GLP en los tres primeros años (2000-2003) se mantiene en ambos escenarios. Al respecto, Vásquez (2006b) menciona que la demanda de GLP era cubierta, en su mayoría, por la producción de Petroperú en julio de 2003. Esta institución era el principal productor a nivel nacional; no obstante, solo cubría 54% de la demanda.

En el escenario contrafactual, la producción de GLP (sin contar la de Pluspetrol) hubiera mantenido un promedio anual de 3,200 MBls durante el periodo 2004-2013; mientras que el

consumo interno tuvo un promedio de 10,069 MBLs. La marcada diferencia se refleja en el área sombreada del **gráfico 10-26**, que simboliza las importaciones necesarias para abastecer la demanda ante la ausencia del Proyecto Camisea. El valor volumétrico de las importaciones potenciales de GLP es cerca de 86.63 MMBls, 4.8 veces el consumo interno de GLP en 2013.

Asimismo, el Proyecto Camisea impulsó la demanda doméstica de GLP e incrementó el nivel de acceso a este combustible¹²⁴. Estos resultados son coherentes con los de Macroconsult (2004), que habría previsto un aumento en la competencia generada por la entrada del GN en el mercado de GLP, obligando a las empresas establecidas a implementar estrategias de mercado hacia segmentos que no atendían.

Balanza Comercial de Hidrocarburos

A continuación se describe la metodología utilizada para la estimación del impacto

de Camisea en la BCH del Perú. Como se muestra en el **cuadro 10-3**, las exportaciones son *X* y las importaciones son *M*, y se define la BCH para cada escenario.

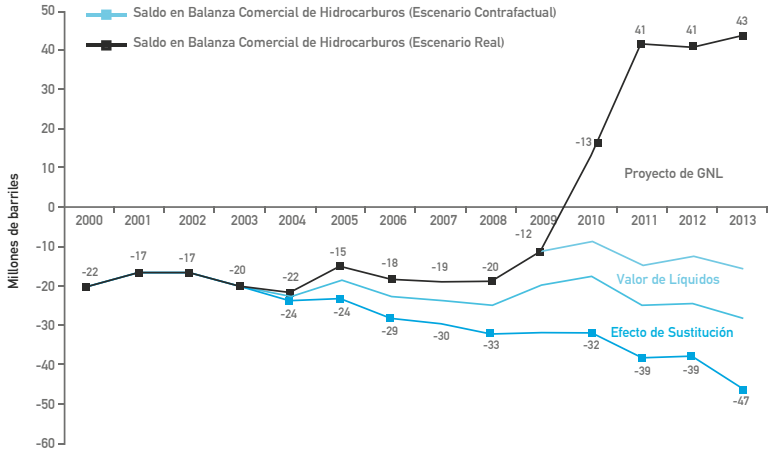
Para las exportaciones de los derivados de GN provenientes de Camisea, por ser productos que no poseen sustitutos en la canasta de importación, se procedió a tomar las exportaciones totales del escenario real (observado), restando las exportaciones provenientes del Proyecto Camisea. En otras palabras, se obviaron las exportaciones en los rubros por GNL (que inició en 2010), así como de gasolina natural y GLP (que iniciaron operaciones en 2004). En tanto, se han añadido las importaciones potenciales referidas a GLP a las importaciones totales del escenario real¹²⁵.

Una primera aproximación del impacto ocurrido en la BCH se observa en el **gráfico 10-27**, donde se distinguen tres efectos que, en suma, constituyen el impacto total del

Proyecto Camisea en el sector externo. En primer lugar, destaca el efecto sustitución que, como se ha mencionado, se entiende como el reemplazo de importaciones de GLP por producción doméstica. En segundo lugar, resalta el valor de los LGN, donde se considera el efecto de la gasolina natural (incluidas las naftas que son exportadas al exterior). Y, por último, destaca el proyecto de GNL, que ha sido expuesto en el **capítulo 9**, y es el factor que permite observar un superávit comercial en términos de volumen comercializado al exterior.

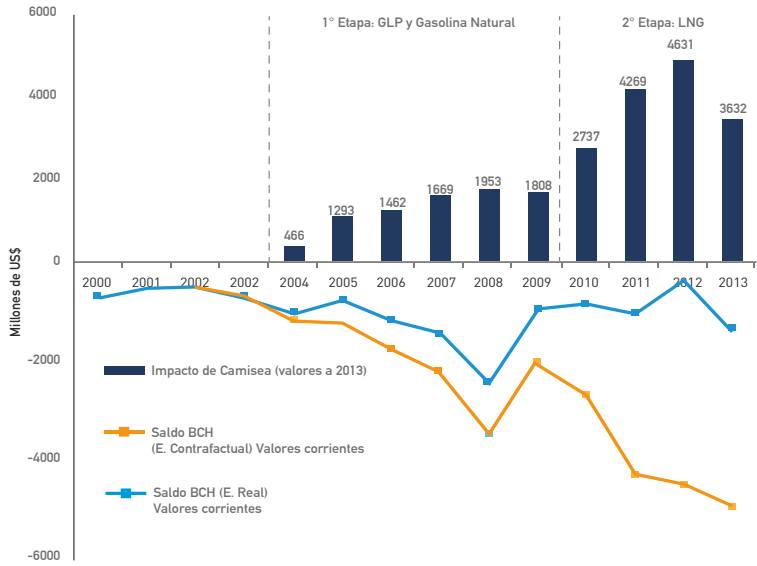
Desde otra perspectiva, el **gráfico 10-28** muestra que el impacto de Camisea para el sector externo sucede en dos etapas. La primera comprende el periodo 2004-2009, que se inició con el comercio de GLP y gasolina natural provenientes del Proyecto Camisea y ha representado un beneficio en valor de US\$ 8 651 millones, expresados en valores de 2013. La segunda comenzó en 2010, con la exportación de GNL, y ha significado un

Gráfico 10-27
Efecto en la Balanza Comercial de Hidrocarburos del Proyecto Camisea



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-28
Efecto en la Balanza Comercial de Hidrocarburos e impacto del Proyecto Camisea



Fuente: MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

beneficio de US\$ 15 269 millones, expresados en valores de 2013. En síntesis, el ingreso del Proyecto Camisea fue de gran relevancia para la posición peruana a nivel internacional en el comercio de combustibles, ya que permitió atenuar el déficit en la BCH y convertirnos en exportadores netos en combustibles como el GLP, GNL y gasolinas naturales, totalizando una reducción del déficit en la BCH de US\$ 23 921 millones, expresados en valores de 2013.

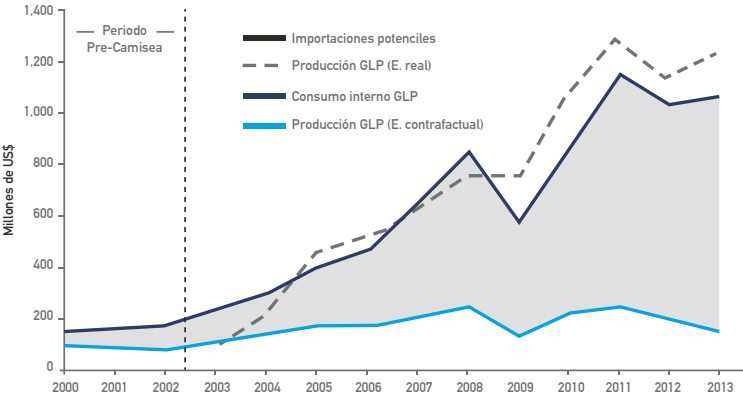
Finalmente, los resultados indican que la evolución de la BCH en el escenario contrafactual mostrarían un comportamiento aún más deficitario para el periodo 2004-2013. En contraste con los resultados de Macroconsult (2001), que estimó una reducción anual cercana a US\$ 1,000 millones en el primer año, en el presente análisis el resultado no es significativo en los primeros años debido a que, por ejemplo, el impacto apenas llega a US\$ 142 millones en 2004. No obstante, el promedio anual de la reducción del déficit para el periodo de estudio es US\$ 1,850 millones, lo cual duplica la estimación de Macroconsult. Esto es coherente con la tendencia creciente del precio internacional del petróleo hasta 2009, cuando sufrió una reducción que disminuyó el valor de las importaciones de petróleo y permitió una mayor reducción del déficit en la BCH.

En resumen, los resultados de la estimación del efecto en la historia de la BCH en ausencia del Proyecto Camisea y su comparación con el escenario real de la economía peruana entre 2004 y 2013, evidencian una reducción del déficit en la BCH de US\$23,921 millones en valor presente a 2013. De este total, US\$ 8,651 millones pertenecen a la primera etapa y US\$ 15,270 a la segunda (ver el **cuadro A.10-8** en el **Anexo Digital** para más detalles).

SÍNTESIS DEL IMPACTO ECONÓMICO DEL PROYECTO CAMISEA

Como se ha visto en el presente capítulo, los impactos económicos generados por el Proyecto

Gráfico 10-26
Importaciones potenciales de GLP



Fuentes: GART-Osinergmin y MINEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro 10-3
Metodología utilizada en el cálculo del saldo en la Balanza Comercial en Hidrocarburos por escenarios

Saldo en la Balanza Comercial de hidrocarburos en el Escenario Real u Observado (ER)	Saldo en la Balanza Comercial de hidrocarburos en el Escenario Contrafactual (ECF)
$BCH_{ER} = X_{ER} - M_{ER}$	$BCH_{ECF} = X_{ECF} - M_{ECF}$
	$X_{ECF} = X_{ER} - X_{GLP} - X_{(Gasolina\ Natural)} - X_{GNL}$
	$M_{ECF} = M_{ER} + (M_{Potenciales_GLP} - M_{GLP_ER})$

Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

Camisea en la economía del país apuntan a tres principales sectores: privado, público y externo. En el sector privado se obtienen ahorros para los usuarios que utilizan GN por medio de una conexión (sector industrial, comercial y residencial), así como para los usuarios del servicio de transporte que utilizan GNV y para los usuarios finales del sector eléctrico por la generación eléctrica basada en GN. En el sector público se generan ingresos vía regalías e IR, obtenidas de las actividades de explotación del GN. Finalmente, se

identifican efectos en el sector externo debido a la sustitución de importaciones de petróleo por GN y a la exportación de productos derivados del GN, tales como el GNL y gasolina natural.

Los impactos en el sector privado son considerados como ahorros para los usuarios finales. Además, a excepción del sector eléctrico, en los casos del sector industrial, comercial, residencial y vehicular, se consideran adicionalmente los

ahorros realizados y por realizar. Los realizados hacen referencia a los ahorros concretados a 2013, mientras que los ahorros por realizar a los beneficios que tendrán luego de 2013.

En los sectores industrial, comercial y residencial, los ahorros por realizar responden a la decisión de los usuarios de instalar una conexión a GN, evaluada en un horizonte de tiempo perpetuo. Entonces, mientras que los ahorros realizados solo consideran los beneficios con respecto a 2013, los ahorros por realizar considerarían el valor a 2013 del ahorro neto operativo perpetuo al número de clientes conectados a diciembre de 2013. Para el caso del sector vehicular, se han tomado en cuenta los ahorros en una vida útil de 10 años del vehículo. En consecuencia, para los vehículos que no se hayan depreciado completamente hasta 2013, ha sido necesario considerar los ahorros por realizar en los años restantes de su vida útil.

En el **cuadro 10-4** se resumen los impactos realizados en los principales sectores de la economía del país. El valor llevado a 2013 del ahorro que obtuvieron los consumidores del GN de Camisea fue alrededor de US\$ 5,100 millones, sobre todo por el sector industrial con US\$ 3,220 millones (para el periodo 2004-2013) y el sector transporte con US\$ 1,900 millones (para el periodo 2006-2013). En el sector eléctrico, el ingreso del Proyecto Camisea habría significado un ahorro cercano a US\$ 1,700 millones (para el periodo 2000-2013).

Con respecto al sector público, los ingresos generados por la explotación del gas provienen de las regalías y el IR.

Las regalías habrían totalizado US\$ 8,800 millones, mientras que el efecto total en las cuentas fiscales asciende a US\$ 10,700 millones, ambos valores expresados a 2013 para el periodo 2004-2013. Por último, el mayor impacto del Proyecto Camisea se ha evidenciado en la BCH del país, reduciéndose significativamente el déficit mostrado antes de 2004. Esto se debe a la sustitución de importaciones y a las exportaciones de GN en sus diversas formas.

En resumen, el valor de la reducción del déficit sobrepasa los US\$ 23,900 millones expresados a 2013 para el periodo 2004-2013. El valor presente del efecto sustitución y del valor de los LGN fue 9,250 y 9,711, respectivamente, los cuales representan, en conjunto, 80% del efecto en la BCH, mientras que el proyecto de exportación de GNL en los últimos cuatro años representa el 20% restante, con alrededor de US\$ 5,000 millones.

IMPACTOS EN LA MITIGACIÓN DEL CO₂

La defensa del medio ambiente es uno de los compromisos internacionales más importantes que los países han adoptado en las últimas décadas.

Involucra una serie de acciones para conservar y proteger las condiciones ambientales, ecosistemas y recursos naturales. Una de las acciones más relevantes se orienta a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a la atmósfera^{126,127}. Estos últimos están ligados a la realización de actividades humanas, lo cual ha provocado la progresiva destrucción de la capa de ozono y la intensificación del fenómeno del calentamiento global.

En nuestro país, la entrada en operación del

Proyecto Camisea trajo como consecuencia una importante sustitución energética en diversos sectores económicos, en concordancia con los lineamientos de la política energética y ambiental¹²⁸ que rigen las estrategias de desarrollo en nuestro país. Así, establecen que se debe desarrollar un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible.

Gracias al Proyecto Camisea, el Perú ha logrado transformar su matriz energética dando preponderancia a una fuente de energía más limpia y eficiente como el GN, beneficiando al medio ambiente en un contexto de rápido crecimiento económico.

Las emisiones de GEI y sus efectos nocivos sobre el medio ambiente se hubiesen intensificado si no hubiese existido la disponibilidad de GN, debido al uso tradicional del carbón y los combustibles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, industrial y de transporte vehicular, mucho más intensivos en carbono y con mayor volumen de emisiones de CO₂.

La presente sección, por lo tanto, abordará los efectos del uso del GN de Camisea en la mitigación del CO₂ en los ectores de generación eléctrica, industria y transporte vehicular en el Perú.

Metodología

La metodología utilizada para evaluar el efecto GN sobre la emisiones de CO₂ realiza la comparación de un escenario observado real con un “escenario base”, en el cual solo se encuentran disponibles aquellos combustibles utilizados en nuestro país

Las emisiones de GEI y sus efectos nocivos sobre el ambiente se hubiesen intensificado si no hubiese existido la disponibilidad de GN, debido al uso tradicional del carbón y los combustibles derivados del petróleo, con mayor volumen de emisiones de CO₂.

antes de la operación del Proyecto Camisea¹²⁹. Esta comparación se hace, principalmente, con respecto al volumen de emisiones de CO₂ a la atmósfera, en toneladas de CO₂ (tCO₂)^{130,131}. De esta manera, el impacto ambiental proveniente del uso del GN de Camisea ha sido medido por la mitigación de emisiones de tCO₂, consecuencia de la sustitución a favor del GN frente a otros combustibles fósiles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, de industrias y de transporte vehicular. En el cálculo de las tCO₂ emitidas por la sustitución de combustibles fósiles se usaron los factores de emisión por tipo de combustible que se han obtenido en fuentes oficiales y académicas (ver **cuadro 10-5**).

Asimismo, se ha creído conveniente realizar una valorización monetaria sobre la mitigación de las emisiones de CO₂ causadas por el uso de GN proveniente del Proyecto Camisea, dado que existen mercados internacionales donde se comercializa. Por ejemplo, en virtud del Tratado de Kioto, los países de la Unión Europea¹³² crearon un mecanismo de comercio de emisiones (EU ETS), que compromete a las naciones europea a reducir colectivamente las emisiones de GEI¹³³. El sistema comercia un producto llamado EU Allowance (EUA), que es un permiso para emitir

^{1/} Los montos corresponden a los ahorros estimados expresados en dólares de 2013 actualizados a una tasa de 14.09%, que es la Tasa Social de Descuento Ajustada propuesta por el MEF.
^{2/}Ahorro en tarifas en barra.
^{3/}Ahorro por el uso de GNV.
^{4/}Ahorro por conexiones a gas natural.
^{5/}Reducción en el déficit de la balanza comercial.
^{6/}Se incluye el periodo 2000-2004 debido a que la metodología de fijación de tarifas de la GART consideraba las proyecciones de la oferta de los 48 meses siguientes. La fijación tarifaria de mayo del 2000 incorporó por primera vez a la central de Ventanilla en el parque generador.
Fuente: Estimaciones OEE-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

una tonelada métrica de CO₂. Para ello, los países determinan los Planes Nacionales de Asignación (PNA), en los cuales se brindan derechos de emisión de GEI a las empresas para un periodo en particular¹³⁴. Luego pueden ser vendidos o comprados en un mercado secundario. El reparto de permisos entre países fue realizado en función de sus emisiones históricas. Este mercado de carbono es el que cuenta con un mayor volumen de comercio en el mundo¹³⁵.

Por lo tanto, se asumirá un escenario contrafactual para valorizar la mitigación de emisiones que el Proyecto Camisea habría generado, el cual supone que en Latinoamérica existe un mercado de carbono similar al de la EUA, con el mismo nivel de precios.

Asimismo, se asume que dicho mercado incorporaría los sectores analizados en el

presente informe (generación eléctrica, sector industrial y transporte vehicular). De esta manera, se puede calcular cuánto se hubiese obtenido en valores monetarios por la venta de la mitigación en las emisiones de CO₂ por las empresas privadas gracias al Proyecto Camisea.

A continuación, se presenta el precio de oferta de los EUA en el mercado EU ETS. Tal como se aprecia en el **gráfico 10-29**, dichos precios presentan un comportamiento a la baja, situándose en setiembre de 2014 en US\$ 7.78 por tCO₂. Con respecto a la valorización, se han utilizado los promedios anuales en base a promedios mensuales¹³⁶.

Por último, los montos relacionados a las mitigaciones de CO₂ valorizadas que serán mostrados, están expresados en valores de 2013. Para ello se ha utilizado la Tasa Social de Descuento ajustada por inflación y

devaluación equivalente a 14.09%¹³⁷.

Impactos en la mitigación del CO₂ de los sectores privados

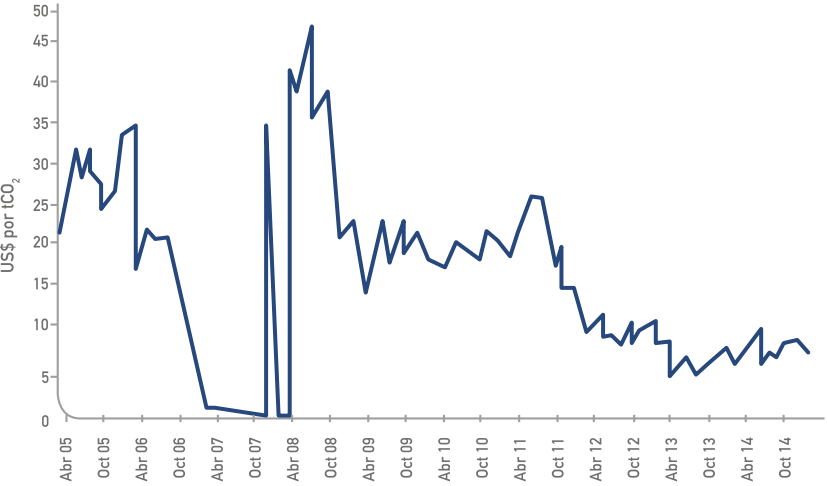
La evaluación de la mitigación del CO₂ de la utilización del GN en el sector privado se centrará en tres de los principales sectores privados: generación eléctrica, segmento industrial y transporte vehicular. En la estimación del impacto ambiental se ha mantenido en gran parte los supuestos adoptados en la sección previa de impactos económicos.

Generación eléctrica

La industria de generación eléctrica es el sector con mayor volumen de emisiones de GEI a nivel mundial. El uso de combustibles fósiles para la generación de electricidad representa cerca de 42% del total de emisiones de CO₂ en el mundo¹³⁸, siendo de 28.2% en nuestro país¹³⁹. El alto nivel de emisiones de GEI en esta industria ha estimulado la adopción de una serie de reformas en el mundo con el fin de promover las energías renovables.

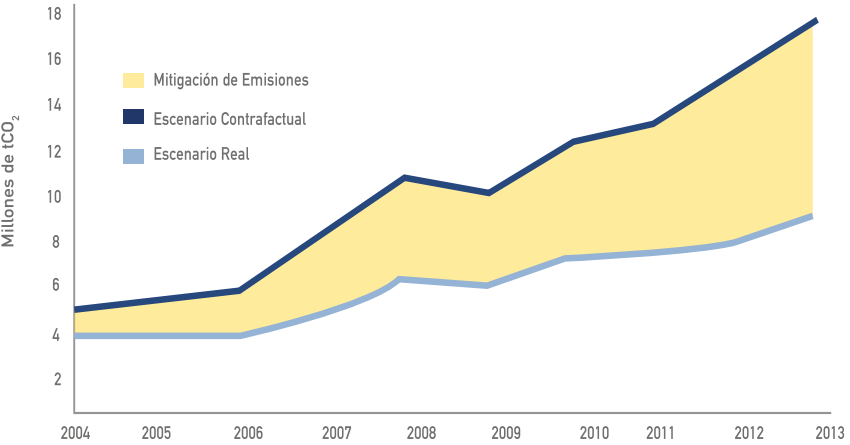
A partir de la introducción del Proyecto Camisea, la generación eléctrica sustituyó los combustibles fósiles derivados del petróleo a favor del uso de GN. Este cambio ha tenido un efecto profundo en la operación del sistema eléctrico peruano. La introducción del GN ha permitido garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico de forma rápida y generar, a su vez, un impacto ambiental favorable en un contexto de rápida demanda debido al crecimiento económico alcanzado. Esto no hubiera sido posible exclusivamente con energía hidráulica, debido al periodo necesario para la incorporación de este tipo de centrales¹⁴⁰. En ese sentido, sin Camisea, la respuesta a la dinámica de la demanda

Gráfico 10-29
Precio de oferta de los EUA en el EU ETS, abril 2005-oct 2014



Fuente: Bloomberg. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-30
Emisiones mitigadas de CO₂ en el sector eléctrico, 2004-2013



Fuente: Estimaciones OEE-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

eléctrica hubiera sido generada con centrales térmicas en base a diésel y carbón, lo cual hubiera intensificado el nivel de emisiones de CO₂ en el país.

En esta sección se calculará el efecto de la introducción del GN de Camisea sobre las emisiones de CO₂ a la atmósfera del sector eléctrico. Se asumirá en el escenario contrafactual, que la totalidad de la generación eléctrica producida en base al GN en el periodo 2004-2013 habría sido realizada por la generación térmica en base a carbón y diésel y/o residual. Esto se debe a que dichas centrales ocupaban los últimos lugares de mérito del despacho de electricidad, por lo que cualquier incremento en la demanda eléctrica tendría que haber sido provista por las centrales marginales.

A este método lo identificamos como cálculo en base a la sustitución total¹⁴¹. Consiste en reemplazar toda la producción generada por el uso del GN entre la generación en base al carbón y/o diésel.

El escenario real muestra que la generación térmica ha estado compuesta por centrales de gas de ciclo combinado y de ciclo simple, centrales de punta de diésel y carbón. Según lo indicado en párrafos anteriores, esta producción eléctrica en base al GN no hubiese podido ser abastecida de manera eficiente por las fuentes hídricas; por tanto, las fuentes a reemplazar por el GN serían carbón y diésel. Así, el escenario contrafactual plantea que la producción de electricidad por ciclo combinado se traslada al carbón y la producción por ciclo simple, a diésel. El **gráfico 10-30** muestra la evolución de las emisiones de CO₂ en los dos escenarios planteados. Si el GN no hubiese entrado en la matriz energética del país, la contaminación

Cuadro 10-5
Factores de emisión de CO₂ según combustible y sector económico

Combustible	Factor de emisión
Sector eléctrico (Ton CO₂/MWh)¹	
Gas natural	0,430
Diésel y residual	0.818
Carbón	0.955
Sector industrial (Ton CO₂/GJ)²	
Petróleo industrial N°6 ¹	0,077
Carbón	0,096
Gas natural	0,055
Sector transporte (Ton CO₂/GJ)²	
Gasolinas	0,059
GNV	0,039

Fuentes: ¹/ Sánchez (2011), ²/ IPCC (2000) y ³/ Mosquera et al. (2010). Elaboración: OEE-Osinergmin.

de CO₂ por las centrales térmicas de diésel y carbón habrían acumulado 98.8 millones de tCO₂ durante el periodo 2004-2013, monto superior en 76% a las emisiones efectivamente registradas.

En efecto, la contaminación real de la generación térmica en el Perú entre 2004 y 2013 alcanzó un acumulado de 56.1 millones de tCO₂. Es decir, el inicio del Proyecto Camisea y el uso posterior del GN en la generación eléctrica, habría permitido mitigar la emisión de 42.7 millones de tCO₂ en el periodo 2004-2013, contribuyendo de esta forma a atenuar el cambio climático global y la contaminación ambiental en el Perú (ver **cuadro A.10- 9** en el **Anexo Digital** para más detalle).

La valorización de las emisiones mitigadas de CO₂ bajo el modelo de sustitución total

ha permitido estimar un monto altamente significativo. En términos monetarios del año 2013, el uso del GN podría haber generado una mitigación con un valor de US\$ 1,066 millones durante el periodo 2004-2013. El año donde se registró el mayor equivalente financiero fue en 2008, cuando el valor de mercado de las emisiones mitigadas habría sido cercano a US\$ 217 millones expresados en valores de 2013 (ver **gráfico 10-31**).

Sector industrial

El sector industrial ha sido uno de los principales beneficiados con el uso del GN, pues sustituyó a los petróleos industriales y al carbón en los procesos productivos de la industria peruana. El GN ha desplazado, principalmente, el uso del petróleo residual en aquellas industrias que han tenido acceso al GN. Sin embargo, su mayor impacto ambiental está relacionado con la substitución

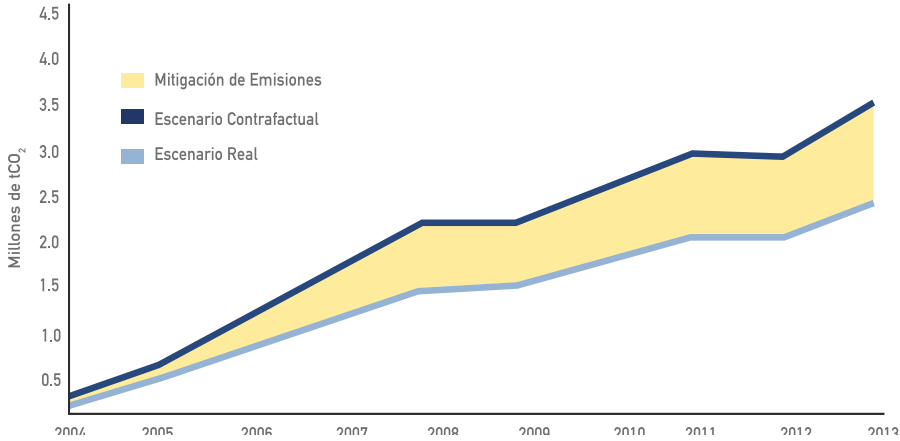
a favor de este combustible frente al carbón, especialmente en las industrias relacionadas a la producción de acero y cemento. Sin embargo, su uso aún se encuentra limitado, sobre todo, a Lima Metropolitana. Tal como se muestra en el **gráfico 10-32**, las emisiones de CO₂ de los clientes industriales de GN, habrían alcanzado niveles de consideración si hubiesen continuando utilizando sus combustibles tradicionales, registrando en 2013 cerca de 3.9 millones de tCO₂. En contraste, el escenario observado registra un nivel de emisión de 2.7 millones de tCO₂ para ese año. En el periodo de análisis 2004-2013, el uso del GN en el sector industrial habría generado una mitigación acumulada de las emisiones de CO₂ de alrededor de 7 millones de tCO₂ (ver **cuadro A.10-10** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Al valorizar esta mitigación de las tCO₂, el uso de GN en las industrias habría podido generar US\$ 172.5 millones en términos acumulados (valores de 2013). El mayor equivalente financiero de esta mitigación de partículas de CO₂ fue en 2008, al registrar un monto de US\$ 41.4 millones como resultado del pico en el precio *spot* de las ofertas de CO₂ en el EU ETS (ver **gráfico 10-33**).

Sector vehicular

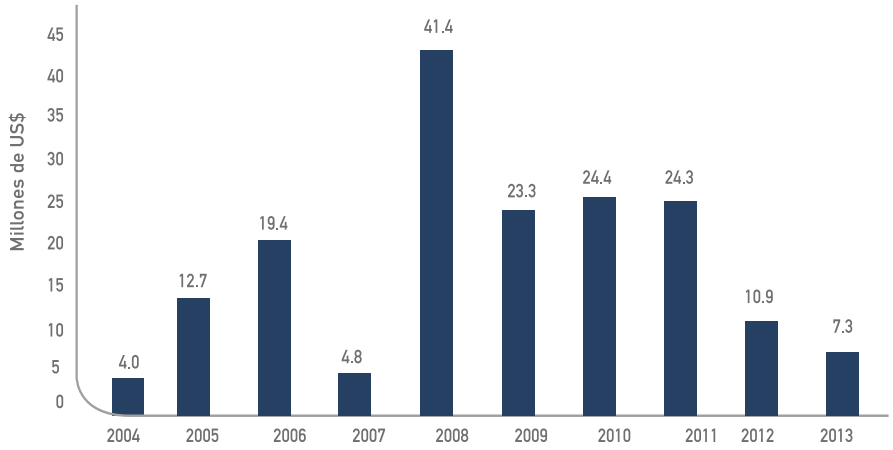
Como se ha mencionado, las emisiones de CO₂ provienen principalmente del sector vehicular. En ese sentido, la introducción del GN se ha constituido como un mecanismo para combatir la contaminación atmosférica, fomentar la mitigación de GEI y luchar contra el cambio climático. No obstante, debido al uso concentrado del GN en Lima Metropolitana, los autos convertidos a este combustible solamente representaron 7.7% del parque automotor a nivel nacional en 2013¹⁴². Por esta razón, se esperaría solo una mitigación moderada de CO₂, la cual crecerá en importancia a medida que el uso del GNV se masifique en todo el país y beneficie a todo el parque automotor nacional.

Gráfico 10-32
Emisiones mitigadas de CO₂ en el sector industria, 2004-2013



Fuente: Estimaciones OEE-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico 10-33
Valoración de las emisiones mitigadas del CO₂ en el sector Industrial, 2004-2013



Nota:*Expresados en valores de 2013 con una TSD de 14.09%.
**La valorización para 2004 ha considerado el precio *spot* promedio de venta de EUA de 2005.
Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.

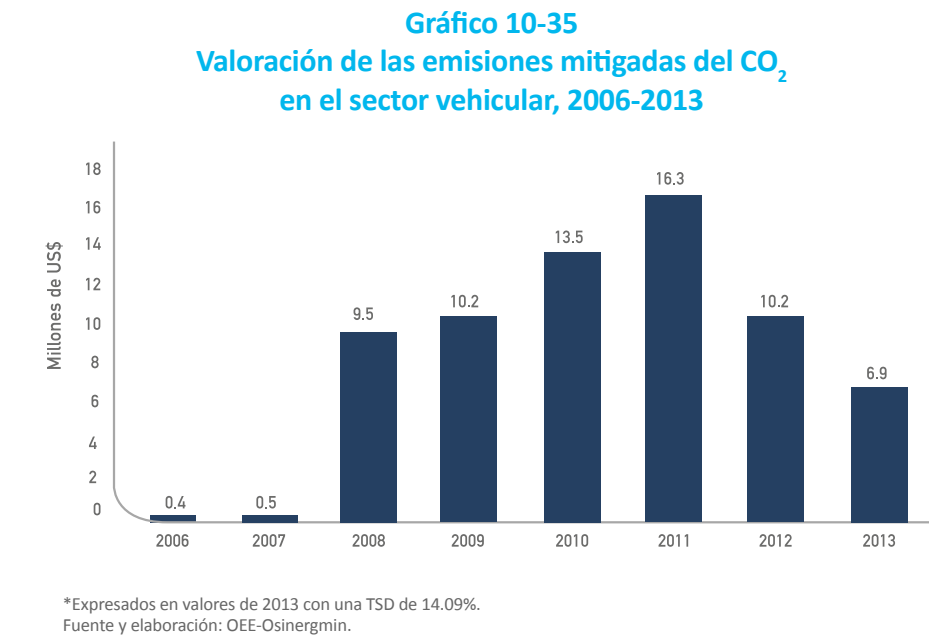
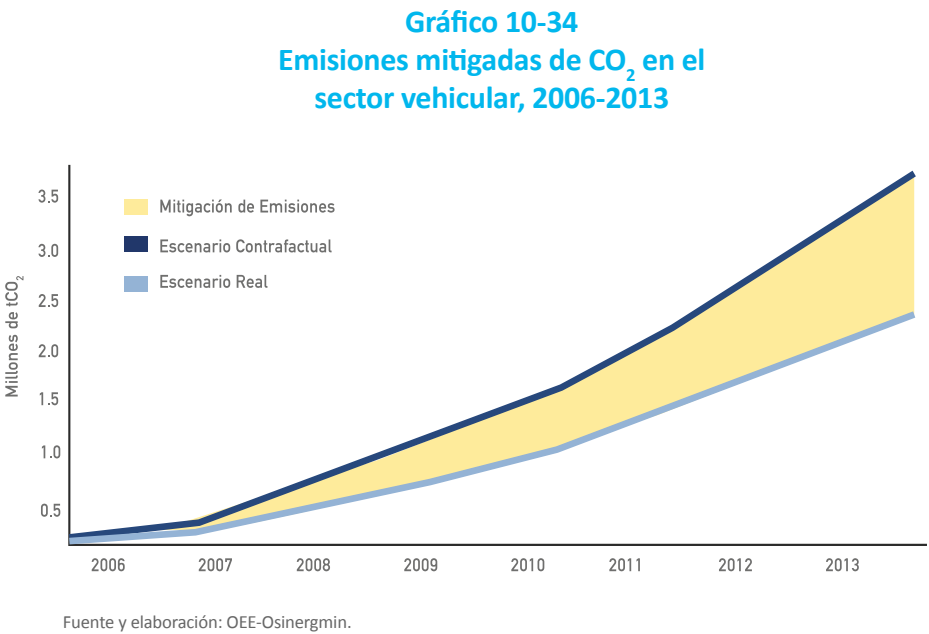
La estimación de la mitigación de la conversión de vehículos a GN contiene dos escenarios: (i) el escenario real comprende la contaminación de los vehículos que utilizan GNV como combustible en comparación a un (ii) escenario contrafactual, donde estos mismos vehículos hubieran utilizado gasolina como fuente energética. Por ello, cabe recalcar que lo que se estima en esta sección es la mitigación de las emisiones de CO₂ de los vehículos convertidos a GNV.

Adicionalmente a la metodología propuesta al inicio de esta sección, la estimación de las emisiones de CO₂ del parque automotor a GNV incluye un factor de la contaminación de acuerdo con la antigüedad del vehículo. Con esto, se reconoce que a medida que un vehículo posea una mayor antigüedad, mayor será la contaminación que genera, independientemente del combustible utilizado¹⁴³.

En el **gráfico 10-34** se muestran los niveles de contaminación de los vehículos convertidos en los dos escenarios mencionados. De este modo, si no hubieran comenzado a utilizar GNV, sus emisiones de CO₂ habrían acumulado cerca de 10.5 millones de toneladas de CO₂ entre 2006 y 2013. La situación real donde el GNV ha entrado con fuerza desde el año 2008, ha permitido que los niveles de CO₂ solo acumulen 6.6 millones de toneladas para el mismo periodo. Con esto, se ha mitigado un monto ligeramente superior a 3.9 millones de toneladas de CO₂ (ver **cuadro A.10-11** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Si se valorizaran las emisiones de CO₂ mitigadas por el consumo de GNV en el parque automotor, totalizarían US\$ 67.4 millones para el periodo 2006- 2013. Los valores monetarios de estas reducciones de CO₂ muestran un gran crecimiento a partir del año

Nota: *Expresados en valores de 2013 con una TSD de 14.09%.
Fuente: Estimaciones OEE-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.



2008, cuando la inserción del GNV tomó mayor impulso gracias a la consolidación de la importación de vehículos a GNV, a los precios promocionales establecidos entre concesionario del Proyecto Camisea y el Estado peruano,¹⁴⁴ y a las facilidades crediticias por Cofide. No obstante, al igual que en el sector industrial, la tendencia a la baja del precio *spot* del mercado de dióxido de carbono ha ocasionado una reducción en los valores financieros de las emisiones mitigadas de CO₂ (ver el **gráfico 10-35**).

SÍNTESIS DEL IMPACTO EN LA MITIGACIÓN DEL CO₂

En términos agregados, se estima que la mitigación de las emisiones de CO₂ generadas por la operación del Proyecto Camisea en los tres sectores estudiados (electricidad, industria y transporte vehicular), totalizaría alrededor de 54 millones de tCO₂ y alcanzaría US\$ 1,306 millones en el periodo 2004-2013. La principal mitigación de emisiones

de gases contaminantes se habría producido en el sector eléctrico, que ha representado 82% del valor total de dicha mitigación. El sector industrial y vehicular representa 13% y 5%, respectivamente. Ante esto, se espera que en los próximos años, con la ampliación del GN en las diferentes ciudades para las actividades industriales y de transporte vehicular en el norte y sur del país, la mitigación de las emisiones de CO₂ aumente significativamente (ver **cuadro 10-6**).

Por último, es preciso mencionar que los beneficios del Proyecto Camisea se expanden a otros sectores. Con respecto

al empleo, Quispe (2013) identifica se han generado más de 29,000 puestos de trabajo gracias a la industria de GN entre 2008 y 2013. Su análisis abarca diferentes perspectivas, tales como el número de empleados por empresas y las etapas de la industria (explotación, producción, transporte, distribución y comercialización).

Los resultados indican que la comercialización es la etapa que concentra mayor fuerza laboral, con 25,000 empleos (86% del total). Además, el trabajo se concentra en empresas de más de 101 trabajadores. En cuanto a los trabajadores calificados, se estima que las etapas de producción, explotación y transporte (70%) y distribución (53%) concentran la mayor proporción de trabajadores con educación superior universitaria y técnica,

mientras que en la comercialización solo 40% de trabajadores tiene educación superior universitaria y técnica.

En resumen, el presente capítulo brinda una visión de la magnitud del Proyecto Camisea en la actividad económica y en materia ambiental del país desde el inicio de sus operaciones. Los impactos no solamente han significado un ahorro monetario por la sustitución directa del GN en lugar de los combustibles fósiles tradicionales en los diferentes sectores económicos, sino que también han permitido contribuir con los lineamientos de la política energética del Perú hacia 2040, con el Protocolo de Kyoto y la lucha contra el cambio climático mediante la mitigación de gases de efecto invernadero, como el CO₂.

Si bien los montos estimados son alentadores y reflejan un importante aporte, la industria del

GN aún se encuentra en desarrollo. En ese sentido, a futuro se requiere concretar nuevos proyectos que permitan consolidar y ampliar los beneficios del GN en todo el país, especialmente en las zonas geográficas más vulnerables del norte y sur del Perú. En el último capítulo de este libro se intentan explicar los proyectos en cartera vinculados al GN en nuestro país, así como los retos a futuro que presenta la industria gasífera.

Los impactos no solamente han significado un ahorro monetario por la sustitución directa del GN en lugar de los combustibles fósiles tradicionales, sino que han permitido contribuir con la lucha contra el cambio climático mediante la mitigación de GEI.

Cuadro 10-6
Síntesis de los impactos en la mitigación del CO₂ del Proyecto Camisea, 2004-2013

Sector	Periodo de análisis	Emisiones Mitigadas (millones de tCO ₂)	Equivalente monetario de emisiones mitigadas (millones de US\$ (1/))	Participación de cada sector en el valor monetario de las emisiones mitigadas de CO ₂ (2004/2013)						
Sector Eléctrico	2004-2013	43	1,066	<table><tr><td>Sector Eléctrico</td><td>82%</td></tr><tr><td>Sector Industrial</td><td>13%</td></tr><tr><td>Sector Vehicular</td><td>5%</td></tr></table>	Sector Eléctrico	82%	Sector Industrial	13%	Sector Vehicular	5%
Sector Eléctrico	82%									
Sector Industrial	13%									
Sector Vehicular	5%									
Sector Industrial	2004-2013	7	172							
Sector Transporte	2006-2013	4	67							
Total		54	1,306							

^{1/} Expresados en valores de 2013. Fuente y elaboración: OEE-Osinergmin.



Foto: Planta de separación de gas natural Malvinas, Cusco-Perú.

11 BUENOS PRONÓSTICOS

PROYECTOS DE GAS NATURAL Y RETOS A FUTURO



BUENOS PRONÓSTICOS

Proyectos de gas natural y retos a futuro

El gas de Camisea ha tenido grandes impactos en el Perú, además ha sido importante en el desarrollo energético, en la generación eléctrica, industria, GNV y uso residencial.

BUENOS PRONÓSTICOS

Proyectos de Gas Natural y retos al futuro

El Estado peruano ha apostado por promover los proyectos de inserción de gas natural (GN), así como obras de infraestructura energética para lograr que pueda ser aprovechado por todo el país. Orientados a brindar seguridad energética al país con la conformación de un Sistema Nacional de Ductos y la expansión del GN por transporte en camiones de GN comprimido y licuado (GNC y GNL, respectivamente).

El gas de Camisea ha tenido grandes impactos en el Perú, además ha sido importante en el desarrollo energético, en la generación eléctrica, industria, GNV y uso residencial. Es por ello que el Estado peruano ha apostado por promover los proyectos de inserción, así como obras de infraestructura energética para lograr que pueda ser aprovechado por todo el país. Los proyectos están orientados a brindar seguridad energética al país con la conformación de un Sistema Nacional de Ductos y la expansión del GN por transporte en camiones de GN comprimido y licuado (GNC y GNL, respectivamente, conocido como modalidad de transporte virtual de GN).

De igual manera, se tiene como objetivo añadir valor agregado al GN mediante la conformación de polos petroquímicos. Finalmente, se deben

tomar en cuenta los retos normativos que la industria de GN enfrentará en el futuro. El perfeccionamiento de este aspecto supone mejoras al actual marco regulatorio, con el fin de estar preparados para nuevos retos en la industria gasífera a nivel internacional, como la explotación del *shale gas*.

La **ilustración 11-1** muestra la visión a 2034 de la industria del GN y la participación de Camisea como principal fuente de abasto del GN en el Perú. Se proyecta que para ese año exista un Sistema Nacional de Gasoductos conformado por el Gasoducto Sur Andino, el Gasoducto del Norte y también un gasoducto entre Marcona y Mollendo. Asimismo, se daría la ampliación del consumo de GN en las ciudades del norte, sur y alto andinas del país mediante transporte

virtual (vía terrestre) y el desarrollo del Nodo Energético en el Sur.

La industria de GN promete seguir creciendo y contribuyendo al desarrollo del país; sin embargo, se encuentran limitaciones para su difusión. La accidentada geografía, la distancia entre ciudades al interior y las precarias condiciones de infraestructura urbana y rural dificultan el acceso del GN a las familias. Como respuesta a este impedimento, a la fecha existen diferentes alternativas tecnológicas que permitirían el acceso al GN a una mayor cantidad de hogares. Entre estas se encuentran el GNC y el GNL, que se podrían usar según la distancia a donde se quiere llegar y el volumen que se quiere transportar, tal como se ha visto en el **capítulo 1**.



Foto: Buque metanero (buque tanque de GNL) en las instalaciones marítimas de Melchorita, Lima-Perú.

PROYECTOS PARA LA EXPANSIÓN DEL GAS NATURAL

En el marco de la Ley N° 29969, el Estado fomenta y desarrolla los diversos usos del GN buscando que sea accesible a todos los consumidores por el sistema de ductos. Sin embargo, las limitaciones geográficas han generado la necesidad de buscar nuevas formas de abastecimiento, siendo necesarios los sistemas alternativos expuestos en el **capítulo 1** (GNC y GNL).

Así, se busca acelerar la transformación prioritaria en el sector residencial, comercial y transporte vehicular con GNV, priorizando a la población de menos recursos y a aquellas regiones que no cuentan con recursos del canon. Asimismo, el artículo 4° de la citada ley, autoriza a los gobiernos

regionales y locales a realizar el financiamiento de los estudios respectivos y la inversión para el desarrollo de los programas de inserción de GN, incluyendo su operación y mantenimiento. Esto se realizará mediante transferencias de los recursos provenientes del canon hacia las empresas de distribución eléctrica. Los convenios fueron firmados con los Gobiernos Regionales de Cusco, Ayacucho, entre otros.

En el sector eléctrico, el incremento de la demanda en los últimos años ha incentivado la inversión en centrales termoeléctricas en base al GN de Camisea, concentradas en la Costa central del país (Chilca), las cuales producen alrededor de 40% de la energía demandada por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Dicha situación ha ocasionado una importante dependencia del SEIN con respecto al único Sistema de Transporte a Gas existente hasta la fecha, por el cual se transporta el GN desde los yacimientos de Camisea hasta los centros de consumo en la zona de Lima, incluyendo las ciudades centrales.

Una falla del sistema de transporte puede ocasionar un racionamiento del suministro eléctrico en detrimento de la actividad económica del país. Frente a este escenario, el Estado peruano mediante la Ley N° 29970, declaró de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país, basado en tres pilares: i) diversificar las fuentes energéticas, ii) reducir la dependencia externa e iii)

Ilustración 11-1
Una visión a 2034 de la industria del gas natural y el desarrollo del Proyecto Camisea



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

incrementar la confiabilidad de la cadena de suministro de energía.

Asimismo, dispuso que todo proyecto cuyo fin sea incrementar la confiabilidad de la cadena de suministro de energía, pudiera ser beneficiado con el mecanismo de ingresos garantizados, previa aprobación del MINEM. Su costo sería asumido por toda la demanda beneficiada de dicho proyecto. Como se ha mencionado en esta sección, a la fecha existen algunos que permitirán

impulsar el consumo de GN en las diferentes regiones del Perú.

Proyecto de masificación de gas natural en el Perú

A la fecha, se han concesionado tres proyectos para expandir el consumo del GN en el Perú mediante GNC y GNL. El GN, en la modalidad de GNC, será abastecido en las ciudades alto andinas mientras que la tecnología de GNL será brindada en las ciudades del norte y suroeste

del país (ver **cuadro 11-1** y la **Ilustración A.11-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Proyecto del Sistema de abastecimiento de gas natural licuefactado para el mercado nacional

Mediante Resolución Suprema N° 028-2012-EF (publicada el 26 de abril de 2012), se ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de ProInversión, en su

Cuadro 11-1
Ficha técnica del proyecto de masificación del uso de gas natural en el Perú

Adjudicamiento	Ciudades Alto Andinas	Norte	Suroeste
Adjudicatario	Graña y Montero Petrolera S.A.	Consortio Promigas-Surtigas	Gas Natural Internacional SDG S.A
Operador	Transportadora de Gas Natural Comprimido Andina S.A. (perteneciente al adjudicatario ganador)	Gases del Pacífico S.A. (perteneciente al consorcio)	Gas Natural Fenosa Perú S.A. (perteneciente al adjudicatario)
Beneficiarios	250 mil personas en condiciones de pobreza	El Concesionario se comprometió a conectar a 150,137 clientes residenciales en un plazo de cinco años.	El Concesionario se comprometió a conectar a 64,000 usuarios en un plazo de siete años.
Localización	Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno.	Huaraz, Chimbote, Trujillo, Pacasmayo, Cajamarca, Chiclayo, y Lambayeque.	Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.
Inversión	US\$ 14,5 millones	US\$ 142 millones	US\$ 60 millones
Perfil del Proyecto	El Objetivo es contar con un sistema de abastecimiento de GN, utilizando como tecnología el GNC, para las zonas alto andinas del país, que permitirá suministrar de GNC y GNV a dichas zonas, llevando los beneficios de este combustible a distintas localidades del centro del país. Brindar servicio de distribución de GN por red de ductos en las áreas de concesión. Se tendrá la siguiente infraestructura: transporte terrestre del GNL desde la estación de carga ubicada en la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita hasta las respectivas áreas de concesión; estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL y las estaciones de regulación, medición y odorización a ubicarse en las ciudades por abastecer, así como un sistema de distribución de GN por red de ductos para suministrar a usuarios finales.		

Fuente: GFGN- Osinergmin. Elaboración: OEE- Osinergmin

sesión de fecha 15 de diciembre de 2011. Se acordó aprobar el Plan de Promoción de la Inversión Privada para la entrega en concesión del proyecto Sistema de abastecimiento de GNL para el mercado nacional. Según información de ProInversión, dicho proyecto tendrá una vigencia de 20 años y será asumido por la demanda beneficiada.

Así, se busca asegurar, mediante un contrato de concesión, el suministro de GN en casos de emergencia aproximadamente siete días) para abastecer al sistema de transporte de GN en la Costa y al sistema de distribución de GN en Lima y El Callao (plantas térmicas, industrias, transporte vehicular y consumo doméstico), utilizando gas licuefactado de la planta de Peru LNG ubicada en Melchorita, con una capacidad de 130,000 m3 (ver **cuadro 11-2**).

Cuadro 11-2
Ficha técnica del proyecto Sistema de abastecimiento de GNL para el mercado nacional

Sistema de Abastecimiento de GNL para el Mercado Nacional	
Beneficiarios	Consumidores residenciales, vehiculares, industriales y de generación eléctrica.
Localización	Las instalaciones del proyecto se ubicarían junto o dentro de a la planta de Perú LNG en Melchorita (Km 170 al sur de Lima)
Inversión estimada	US\$ 250 millones
Perfil del Proyecto	Concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de abastecimiento que permitirá contar con una reserva de GN en estado líquido producido en la planta de licuefacción de gas de Pampa Melchorita, a 170 km al sur de Lima, con una capacidad de 130,000 m³ (aproximadamente 7 días de consumo), a fin asegurar el suministro de GN en casos de emergencia. La reserva del GNL se utilizará, previa regasificación, principalmente para abastecer a las plantas térmicas ubicadas en el distrito de Chilca, industrias, transporte vehicular y consumo doméstico en Lima y El Callao.
Adjudicación prevista	III Trimestre del 2014

Fuente: ProInversión. Elaboración: OEE- Osinergmin

Proyecto del Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao

A la fecha, el suministro de GLP en Lima y El Callao se realiza mediante transporte marítimo desde Pisco hasta el puerto de El Callao, siendo vulnerable a oleajes anómalos en la costa que pueden impedir las operaciones de descarga a los terminales de almacenamiento. Esto viene ocasionando, con cierta frecuencia, desabastecimiento, incluso por más de siete días, lo que conlleva a un incremento en los precios del GLP envasado y a granel, en perjuicio de los usuarios.

Frente a esta problemática, y mediante Oficio N° 1452-2010-MEM/SEG (3 de agosto de 2010), el MINEM solicitó incorporar el proyecto denominado Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao a los procesos

de promoción de la inversión privada. Con Resolución Suprema N° 094-2010- EF, publicada el 9 de setiembre de 2010, se ratificaron los acuerdos de ProInversión sobre la incorporación del proyecto Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao y su aprobación del Plan de Promoción. Mediante Oficio N° 2075-2013-MEM/SEG (30 de setiembre de 2013) se detallan las modificaciones a considerar en el esquema del proyecto.

El concesionario que se adjudique el proyecto, como parte de su operación comercial, suscribirá contratos por el servicio de transporte de hidrocarburos con los usuarios del sistema. Asimismo, tendrá el derecho de cobrar una tarifa por el servicio de transporte de hidrocarburos, que será fijada por Osinergmin sobre la base de la oferta

Cuadro 11-3
Ficha técnica del proyecto Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao

Sistema de Abastecimiento de GNL para el Mercado Nacional	
Localización	Ica y Lima
Inversión estimada	US\$ 250 millones
Perfil del Proyecto	Concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de transporte de GLP desde el productor (Pisco) hasta Lurín. La capacidad de transporte será de 2800 TM/día a la Puesta en Operación Comercial y al año 5 será de 3500 TM/día. El sistema de transporte constaría de los siguientes activos: un ducto de aprox. 250 Km. de longitud desde Pisco hasta Lurín, terminales de almacenamiento y despacho a ubicarse en Lurín y estación de bombeo, válvulas y equipos de medición y comunicaciones.
Adjudicación prevista	2014 (en reprogramación)

Fuente: ProInversión. Elaboración: OEE- Osinergmin.

adjudicada. Por esto, el factor de competencia para la adjudicación será la menor tarifa ofertada (ver **cuadro 11-3**).

Por otro lado, los proyectos que se presentan a continuación muestran, principalmente, los avances normativos encaminados a promover el uso del GN, focalizados en el ámbito regional. Mediante ellos se busca promover esta fuente energética en los departamentos de Ayacucho, Ucayali, Piura y Cusco.

OTROS PROYECTOS PARA LA EXPANSIÓN DEL GAS NATURAL

Construcción de una estación de recepción y despacho de gas natural licuefactado en la planta Melchorita

El proyecto consiste en un conjunto de instalaciones para recepción y despacho de GN licuefactado a camiones cisternas criogénicos de aproximadamente 60 m³ de capacidad cada uno. Se ubicarán dentro del terreno de la actual planta de licuefacción de GN Pampa Melchorita de la empresa Peru LNG S.R.L. en Cañete. La inversión estimada es US\$ 16.0 millones. El plazo para la construcción y puesta en operación de este proyecto será de aproximadamente 12 meses, y es necesario para la operación de los contratos de concesión del norte y del suroeste mencionados anteriormente.

Región Ayacucho

En setiembre de 2012, el MINEM suscribió un convenio con el Gobierno Regional de Ayacucho para acelerar el proceso de inserción de GN en la región. El 29 de agosto de 2013, mediante Resolución Suprema N° 053- 2013-EM, se aprobó la adenda al contrato BOOT de transporte de GN firmado con TGP, para la construcción de una derivación principal del sistema de transporte a la región Ayacucho.

La derivación principal a Ayacucho comenzará en el distrito de Chiara (Huamanga, Ayacucho) y se extenderá hasta la ciudad de Ayacucho, donde se ubicará un City Gate. El proyecto a cargo de Transportadora de Gas del Perú S.A. comprende la construcción de una derivación y el tendido de un gasoducto de 14” de diámetro con una longitud aproximada de 20 km en la región Ayacucho. Este permitirá suministrar GN inicialmente al segmento vehicular y, posteriormente, a los segmentos residencial, comercial e industrial. El proyecto es necesario para la operación del contrato de Asociación Público Privada, firmado por el Estado con la empresa Graña y Montero Petrolera.

Por otro lado, en setiembre de 2013, el Gobierno Regional de Ayacucho y la empresa de distribución eléctrica Electrocentro firmaron un convenio para impulsar la inserción del GN en la región. Consiste en implementar el sistema de distribución de GN en la ciudad de Ayacucho, a partir de la infraestructura a ser montada por la empresa Graña y Montero Petrolera (GMP), concesionaria del Proyecto de Gas Natural Comprimido (GNC) para las zonas altoandinas del Perú.

Región Ucayali

La Resolución Ministerial N° 089-2014-MEM/ DM, publicada el 23 de febrero de 2014 en el diario oficial El Peruano, precisa que el MINEM realizará las acciones necesarias para promover el desarrollo de la industria del GN en Ucayali. La norma establece que el MINEM suscribirá convenios de cooperación institucional con el Gobierno Regional de Ucayali, a fin de coadyuvar al cumplimiento del citado objetivo, como parte de la política nacional de desarrollo descentralizado. A su vez, Osinergmin presentó un plan de acceso para la inserción del GN que beneficiaría a las familias más vulnerables, con

un precio de S/. 14.63 mediante el proyecto del FISE. Esto abre una posibilidad para la expansión del GN en Ucayali por un plan de acceso a la energía con masificación de GN por ductos.

Región Piura

Mediante la Resolución Ministerial N° 141- 2014-MEM/DM, publicada en el diario oficial El Peruano, el MINEM afirmó realizar “las acciones necesarias” para promover el desarrollo de dicha industria en Piura.

Esta resolución se da en el marco de la Ley N° 29969, que promueve la inserción del uso de GN en las diversas regiones del país para potenciales consumidores residenciales y vehiculares. Se prioriza la atención de la población de las zonas de menores recursos económicos, mediante el suministro de GNC, GNV o GNL.

Asimismo, se suscribirán convenios de cooperación interinstitucional con el Gobierno Regional de Piura, a fin de promover la inserción del uso del GN mediante la Ordenanza Regional que la declara de Interés Regional - OR N° 277 - 2013/GRP-CR. El MINEM, se compromete a suministrar GN mediante el uso de ductos y/o transporte de GNC y GNL y de las Estaciones de Comprensión en el City Gate (sistema de regulación de presión para la distribución de GN) que se instalarán en cada localidad. Esto mejorará la oferta energética, acelerando la instalación de redes de distribución para atender la demanda en el sector residencial, vehicular y consumidores de la región.

Además, el MINEM brindará asistencia especializada para desarrollar proyectos destinados a la instalación de redes de

distribución de GN en las principales localidades de la región, así como apoyo en la gestión de la evaluación de estudios ambientales que sean necesarios para esta inserción. También promoverá la instalación de talleres para la conversión vehicular a GN. En tanto, el Gobierno Regional de Piura tendrá que identificar y priorizar las necesidades energéticas de la región, mejorar la infraestructura de transporte y comunicaciones para acelerar el proceso de abastecimiento del gas, promover la conexión domiciliaria en la red de distribución de ese recurso y utilizar los recursos del canon en los programas de inserción de GN en la región.

Para octubre de 2014 se estaría entregando la concesión de este importante proyecto a la empresa que resulte ganadora del concurso. A la fecha hay dos empresas que están siguiendo con todo el proceso (de las 12 empresas interesadas inicialmente) y han presentado ante el MINEM sus solicitudes de participar: Gas del Norte y Sechura Oil.

Región Cusco

El 6 de setiembre de 2013, el MINEM suscribió un convenio con el Gobierno Regional del Cusco y la empresa Electro Sur Este para desarrollar redes de suministro de GN en la región. En el convenio, el MINEM se compromete a gestionar los recursos para remunerar los servicios necesarios para el diseño, construcción y mantenimiento de las redes de distribución de GN.

El Gobierno Regional del Cusco, por su parte, se obliga a conducir la subasta para la selección de una empresa encargada de la concesión de los sistemas de distribución de GN mediante una Asociación Público Privada (APP). También se hará cargo del financiamiento de las redes de distribución en el ámbito de su región por medio de la empresa distribuidora eléctrica. Finalmente, Electro Sur Este se compromete a ejecutar programas de inserción del GN,



Foto: Central termoeléctrica de Ventanilla, Lima-Perú.

gestionar la adquisición de dicho gas y la concesión de los sistemas de distribución de manera temporal.

El 7 de marzo de 2014, el MINEM y el Gobierno Regional suscribieron otro convenio con la finalidad de impulsar la cooperación interinstitucional que permita iniciar la construcción de las redes de gas domiciliarias y estaciones de servicio (GNV) en la región. Finalmente, el Gobierno Regional viene desarrollando el Proyecto Qosqo Gas, que permitirá abastecer de GN a la ciudad del Cusco mediante sistemas móviles (cisternas) para su uso en el parque automotor.

Por otra parte, el MINEM también ha firmado convenios con los Gobiernos Regionales de Huancavelica, Puno y Apurímac. En ellos se compromete a suministrar GN,

mediante sistemas de transporte virtuales a estas regiones, y brindar asistencia técnica especializada para el desarrollo de proyectos orientados a la instalación de redes de distribución de GN y conversión vehicular a GNV. A su vez, los gobiernos regionales se comprometen a identificar las necesidades energéticas de sus regiones, mejorar la infraestructura de transporte y comunicaciones, promover las conexiones domiciliarias de GN y utilizar los recursos del canon en los programas de masificación de GN.

Sin duda, uno de los proyectos más importantes en el desarrollo del GN en nuestro país es el Gaseoducto Sur Peruano. Este tendrá un efecto considerable sobre el desarrollo de la industria en las regiones involucradas y en la calidad de vida de los pobladores dentro

de su zona de influencia. A continuación se detallan los aspectos más importantes dentro del desarrollo del mismo.

PROYECTO DE MEJORAS A LA SEGURIDAD ENERGÉTICA DEL PAÍS Y DESARROLLO DEL GASODUCTO SUR PERUANO

Revisión del contrato y licitación del GSP

En aplicación de la Ley Nº 29970 (Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo del Polo Petroquímico en el Sur del País), aprobada el 10 de enero de 2013 mediante R.S. Nº 005-2013- EF, se solicita a ProInversión la convocatoria del proyecto Mejoras en la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, que en la versión final del contrato establece los derechos y obligaciones del concesionario y el concedente. Además, estipula las normas y procedimientos que regirán entre estas.

El proyecto responde a un esquema DFBOOT¹⁴⁵; por tanto, durante el lazo del contrato, el concesionario será el propietario de los bienes de concesión. Comprenderá dos sistemas de transporte:

- (i) Gasoducto y Poliducto de la Planta Separación Malvinas al Punto de Conexión (PC), ubicado en el sistema de transporte existente; y de este punto a la Planta de Compresión Chiquintirca. En esta última sección, el concesionario está obligado a realizar únicamente el estudio FEED¹⁴⁶ y el Estudio de Impacto Ambiental.
- (ii) Gasoducto desde el PC hasta la Costa Sur del país, que contemplará la Sección 1 (Gasoducto desde el PC a Urcos) y Sección 2 (Gasoducto Urcos- Mollendo - Ilo). Este proyecto contará con tres tramos los cuales se describen en el **cuadro 11-4**.

En el Tramo C, el concesionario deberá efectuar obligatoriamente estudios de ingeniería y de línea base ambiental para que se lleve a cabo

Cuadro 11-4
Tramos del proyecto del Gasoducto Sur Peruano

Tramo	Descripción
Tramo A1	Desde el PC hasta Urcos (Cusco). Se incluyen las conexiones a la futura central térmica de Quillabamba y a la provincia de Anta, lo que incluiría un City Gate en Quillabamba y uno en Anta.
Tramo A2	Une el gasoducto desde Urcos hasta la central térmica de Ilo y pasa por la central térmica de Mollendo, incluyendo un City Gate en Cusco. Transportará el GN.
Tramo B	Formado por el gasoducto y Poliducto desde la Planta de Separación Malvinas al PC. Es la parte de la infraestructura que generará seguridad energética en el transporte de GN y GNL respecto al sistema de transporte existente a cargo de TGP.

Fuente: ProInversión. Elaboración: OEE-Osinergmin.

un próximo concurso para su ejecución, en el cual podrá participar (ver **ilustración 11-2**).

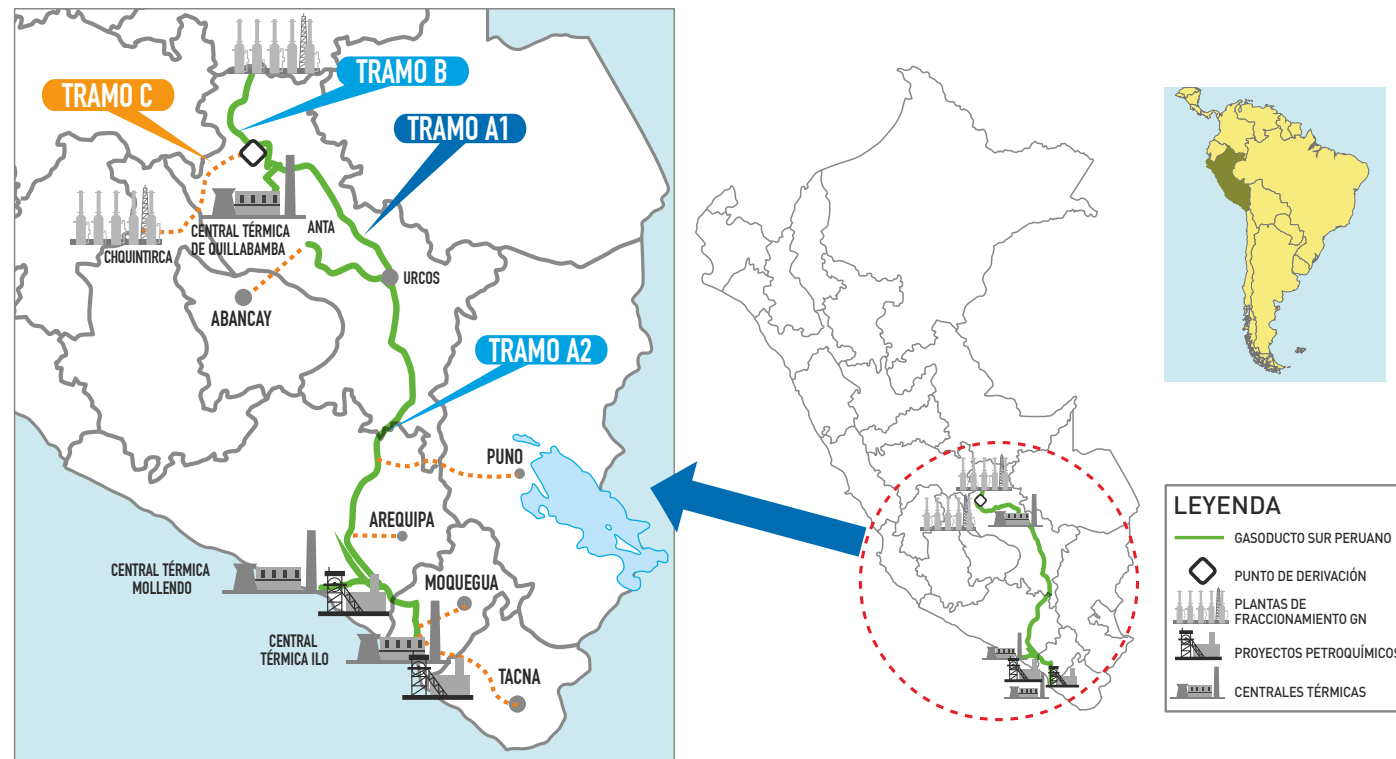
El 30 de junio de 2014, se adjudicó el proyecto del GSP al consorcio ganador conformado por Odebrecht de Brasil y Enagás de España, que tendrán a cargo el gasoducto del sur por 34 años. Este consorcio presentó la oferta de US\$ 7,328 millones, que será el costo del servicio durante la concesión del proyecto. Ambas empresas anunciaron que la construcción para la infraestructura para el transporte de GN al sur del Perú se realizará en el más breve plazo y de la manera más eficiente posible. El contratista tiene un plazo de 56 meses para concluir la obra, pero conforme se vaya construyendo podrá ser utilizado: por ejemplo, cuando llegue al Cusco, podrá servir a la central térmica en Quillabamba y comenzar a entregar gas a los consumidores en esta zona del país. Se espera el término del proyecto en 2019 (ver **ilustración 11-2**).

Beneficios para las industrias relacionadas

El proyecto favorecerá el desarrollo económico y social de las regiones del sur del país, pues hará posible el suministro de GN en Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna, beneficiando a los clientes finales con las ventajas económicas de esta fuente energética. Permitirá el reforzamiento de la seguridad energética, evitando cualquier interrupción del servicio de transporte de GN y al mismo tiempo logrará la desconcentración de la generación eléctrica.

Asimismo, se prevé que el GSP traerá de la mano inversiones por US\$ 12,000 millones en el sector, como por ejemplo la construcción de centrales del Nodo

Ilustración 11-2
Ubicación de tramos del proyecto Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano



Fuente: Proinversión. Elaboración: OEE-Osinergmin

Energético, la ampliación de la planta de Malvinas, la construcción de redes de distribución de gas a ciudades, la construcción del gasoducto y el futuro desarrollo de la petroquímica del etano y metano. El proyecto del Nodo Energético comprende la construcción de dos centrales térmicas, una en Mollendo y la otra en Ilo, totalizando una inversión de alrededor de US\$ 800 millones. La primera central estará bajo la adjudicación de la empresa Samay I, mientras que la otra a cargo de Enersur. Ambas entrarían en operación comercial el 1o de mayo de 2016 y el 1 de marzo de 2017, respectivamente¹⁴⁷.

La remuneración garantizada que percibirán los adjudicatarios de ambas centrales se determina como el producto de la potencia instalada de cada central térmica y el correspondiente precio por potencia ofertado. Este mecanismo es aplicable durante la vigencia de los contratos (de 20 años), contados a partir de la correspondiente fecha de puesta en operación comercial.

El proyecto tendrá una capacidad de generación de 1,000 MW de Ciclo Simple, Dual (diésel B5 y GN) a instalarse en las dos centrales termoeléctricas, las cuales en una primera etapa operarán con Diésel B5, para luego utilizar GN una vez que este recurso esté disponible en la zona sur del país. Por tal razón, la viabilidad de la concesión del GSP ha sido importante para proveer de GN al Nodo Energético, así como para otros proyectos, entre ellos los petroquímicos.

Si bien el Nodo Energético estará ubicado en Arequipa y Moquegua, su área de influencia abarca todo el sur del país, principalmente a los departamentos de Apurímac, Cusco, Puno y Tacna. En ese sentido, cuando el GSP comience a operar y las centrales térmicas tengan la infraestructura requerida, se

dinamizarán las economías regionales en dichas zonas y se continuará diversificando la matriz energética del país, consolidando así un sistema eléctrico más confiable y de mayor competitividad. Cabe resaltar que el Nodo Energético creará otro núcleo de generación eléctrica en el sur del país, permitiendo atender la demanda creciente en esta región para los próximos años. Además, permitirá desconcentrar la capacidad de generación eléctrica de la costa central y mantener una reserva de generación de 30%. Lo más importante: las centrales térmicas asegurarán 70% de la demanda del gas, que provendrá del GSP.

A continuación se discuten los proyectos petroquímicos en el Perú, cuyo desarrollo es considerado como uno de los retos a futuro más importantes de la industria gasífera en el país.

PROYECTOS DE LA PETROQUÍMICA EN EL PERÚ

La petroquímica es el proceso industrial mediante el cual se transforman, de manera irreversible y profunda en un nivel molecular, las sustancias componentes del GN, del petróleo crudo o de sus derivados. Así, se obtienen nuevas sustancias totalmente diferentes denominadas productos petroquímicos básicos, intermedios y/o finales.

En este sentido, 90% de los productos petroquímicos se obtienen de siete materiales primarios: metano, etano, propano, butano, benceno, tolueno y xileno. Los dos primeros son resultado, principalmente, de los procesos de separación del GN; el propeno y buteno son sustancias obtenidas del craqueo de naftas y aceites pesados; el benceno, tolueno y xileno se obtienen, principalmente, del reformado de



Foto: Central termoeléctrica de Ventanilla, Lima-Perú.

naftas, así como también de los procesos *gas to liquid* (GTL).

Según el nivel de transformación, la petroquímica se puede clasificar en tres grandes fases: (i) básica, (i) intermedia y (iii) final. En la primera se transforman los componentes del GN de los condensados de GN, del crudo o derivados de petróleo, para obtener productos que serán utilizados como insumos para otros procesos industriales, denominados petroquímica intermedia, o empleados directamente por el usuario final (amoníaco, metanol, etileno, etc.).

En la fase intermedia existe un valor agregado mayor al producir sustancias que son comercializadas a granel, como insumo para la petroquímica final, entre las cuales destacan urea, nitrato de amonio, polietileno, etc. Por último, en la etapa de final se alcanza el valor agregado último de esta industria mediante la producción de bienes directamente demandados por el consumidor final, como fertilizantes, explosivos, plásticos y detergentes. La inmensa variedad de estos productos finales se pueden clasificar en cinco grandes grupos: (i) plásticos y fibras sintéticas, (ii) solventes MTBE, (iii) fertilizantes nitrogenados, (iv)

detergentes y (v) explosivos. A continuación se muestra la **ilustración 11-3**, donde se detalla la cadena de valor de la industria petroquímica, indicando cada una de las fases mencionadas.

Asimismo, la petroquímica constituye una de las industrias que más contribuye al proceso de desarrollo industrial de un país, debido a su efecto multiplicador. Este va desde la simple comercialización de sus productos y derivados, pasando por la cadena petroquímica de transformación de plásticos, hasta introducirse en todas las demás industrias y cadenas de productos básicos, intermedios y manufacturados de los más variados sectores de la economía.

Por ejemplo, del GN se puede extraer el etano, que es transformado por la industria petroquímica en etileno y posteriormente en polietilenos de distintos tipos. Estos últimos son suministrados a la industria de transformación de plásticos, que a su vez los convierte en distintos bienes de consumo: bolsas de supermercado, bolsas para basura, mangueras, películas de distinto tipo y aplicaciones, cajones de cerveza, envases para detergentes y lubricantes, entre otros. En cada una de las diferentes etapas, el producto final tiene mayor valor agregado. De esta manera, la industria petroquímica transforma el GNe n bienes de consumo final que pueden valer, en promedio, hasta seis veces su valor inicial (ver **ilustración 11-4**).

Normativa de la industria petroquímica en el Perú

El impulso de la industria petroquímica en el país comenzó a darse en 2007, cuando se promulga la primera ley relacionada, explícitamente, al desarrollo de esta

industria. Mediante Ley N° 29163 se declara de interés nacional y necesidad pública el fomento, la promoción y el desarrollo de la industria petroquímica, priorizando la producción de urea y fertilizantes, bajo criterios de responsabilidad socio-ambiental y de competitividad.

Se señala, a su vez, al MINEM y a Osinergmin como promotores de la petroquímica básica y reguladores del sector potencial. Mientras tanto, el Ministerio de la Producción cumple un rol como promotor de la petroquímica de productos intermedios y finales, entre aspectos que destacan como el ambiental y el de la competitividad, incluyendo los permisos para la instalación de plantas.

Posteriormente, en 2011, se promulgó la Ley N° 29690 que promueve el desarrollo de la petroquímica basada en el etano contenido

en el GN, así como el desarrollo del Nodo Energético en el Sur del Perú. En ese mismo año, la Ley N° 29817 declara de interés nacional la construcción y puesta en operación del sistema de transporte de hidrocarburos derivados del GN desde los yacimientos ubicados en el sur (la idea es desarrollar la industria petroquímica en la zona sur del país). Finalmente, la Ley N° 29970, promulgada en 2012, manifiesta la necesidad de afianzar la seguridad energética del país.

Adicionalmente a estas leyes, se promulgaron Resoluciones Ministeriales (RM) declarando zonas geográficas para el desarrollo de un polo petroquímico. A la fecha, se han declarado cuatro zonas geográficas: Lomas de Ilo (Moquegua), Paracas y San Juan de Marcona¹⁴⁸ en Ica, e Islay en Arequipa. Esto ha ido en concordancia con los lineamientos planteados en la Ley N° 29163.

Proyectos petroquímicos en el Perú

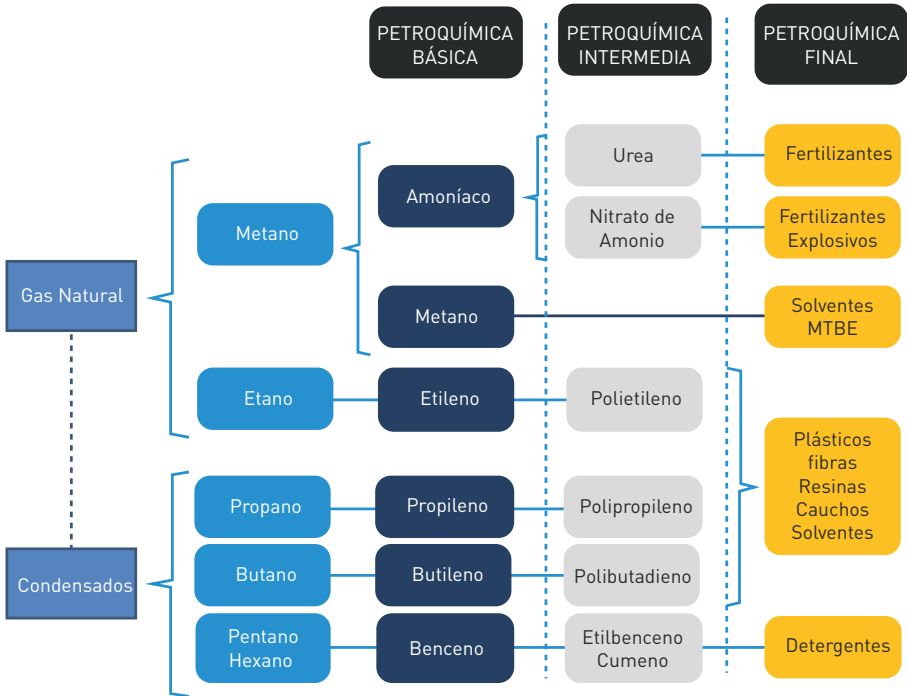
Con el fin de cumplir los lineamientos establecidos en las leyes promulgadas, entre los cuales resaltan la necesidad de la construcción de polos petroquímicos y promover la seguridad energética del país, el Estado ha optado por motivar la ejecución de los proyectos petroquímicos necesarios. Se necesitaba un marco legal que permitiera la creación de estos polos, por lo que se promulgaron las resoluciones ministeriales explicadas líneas arriba. Así, hasta la fecha existen cuatro grandes proyectos en cartera ubicados en Pisco (Nitratos del Perú), Marcona (CF Industries) e Ilo (Braskem y Oricas Nitrato) (ver **ilustración 11-5**).

A la fecha, estos cuatro proyectos se encuentran en condición de suspendidos debido a la falta de GN disponible en su locación proyectada y de reservas probadas en el Perú. Los dos primeros (CF Industries en Marcona y Nitratos del Perú en Pisco) incluyen la instalación de plantas petroquímicas a partir del GN de Camisea, que seguirán la vía del amoníaco. Se proyecta que serían abastecidas por el gasoducto de TGP.

El proyecto CF Industries consta de una planta de amoníaco (950 mil ton/año) y una planta de urea (1,4 millones ton/año). La inversión alcanzaría US\$ 2,000 millones. El estudio de impacto ambiental se encuentra aprobado por la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos (DGAAE). Cuenta con la ingeniería inicial y diseño del proyecto realizado por Technip de Italia.

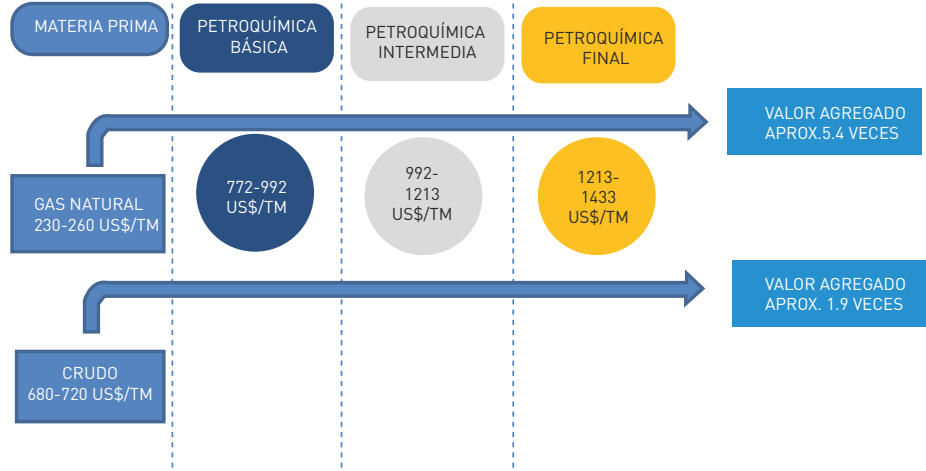
En contraste con la situación nacional, la alta oferta de shale gas y el descenso en el precio del GN en Estados Unidos han hecho más atractivo para los inversores priorizar sus proyectos en su país de origen. Así que por el momento se ve poco viable su instalación en Ica.

Ilustración 11-3
Cadena de valor de la industria petroquímica



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 11-4
Valor agregado de la industria petroquímica



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Ilustración 11-5
Principales proyectos petroquímicos, 2013



Fuente: GFGN-Osinergmin. Elaboración: OEE-Osinergmin.

El proyecto Nitratos del Perú consta de una planta de amoníaco (750 mil ton/año), una planta de ácido nítrico (340 mil ton/año) y una planta de nitrato de amonio (340 mil ton/año). La inversión total alcanzaría US\$ 1,000 millones. Su estudio de impacto ambiental fue aprobado por la DGAAE en enero de 2011.

Actualmente, Nitratos del Perú ya comenzó la ingeniería inicial del proyecto a cargo de Technip y Técnica Reunidas. Su dificultad actual radica en que todavía se encuentra en espera de la suscripción del contrato de suministro de GN del Lote 88 de Camisea, operado por Pluspetrol. De no contar con dicho contrato, los interesados manifiestan que existe la posibilidad de importar amoniaco para producir el ácido nítrico y nitrato de amonio.

Otro de los proyectos suspendidos es Braskem, ubicado en Ilo (Moquegua), que seguirá la ruta de las olefinas. Contempla la instalación de una planta de producción de 1.2 millones de toneladas métricas anuales de etileno a partir del etano contenido en el GN de Camisea. Esta dependerá de la construcción del Gasoducto Sur Peruano y/o de un poliducto para el transporte de su materia prima.

La escala mínima comercial para la producción de etileno requiere unos 80 mil barriles por día de etano, lo que significaría transportar 1.2 millones de pies cúbicos estándar de GN. Esto conlleva a disponer de reservas probadas del orden de 8.8 TCF de GN en los lotes 57, 58 y 59 o de cualquier otro dispuesto a suministrarle. Sin embargo, como a la fecha no se ha logrado evidenciar la disponibilidad de la mencionada cantidad de reservas en el Lote 76¹⁴⁹ y alcanzar los TCF necesarios para rentabilizar el proyecto,

permite pensar en su futuro desarrollo. Cabe indicar que la empresa Orica Nitratos Perú S.A. proyecta instalar en Ilo una planta de petroquímica intermedia para la producción de nitato de amonio en grado industrial, utilizando como materia prima el amoniaco. La inversión alcanzaría US\$ 500 millones y tendrá una capacidad de producción de 300 mil ton/año para el suministro a la minería peruana. Los excedentes que no consuma el mercado interno serán exportados.

En resumen, los proyectos concernientes a la producción de urea y amonio totalizan una inversión de US\$ 3,500 millones, similar al proyecto basado en el etano, sumando conjuntamente alrededor de US\$ 7,000 millones (ver **cuadro A.11-1** en el **Anexo Digital** para más detalles).

Finalmente, cabe resaltar que el futuro de la industria petroquímica está estrechamente ligado al desarrollo del GSP, debido a que como sistema de transporte es una parte fundamental dentro de la cadena productiva y permitirá el abastecimiento del insumo principal desde los lotes de explotación hasta los polos petroquímicos. Con la reciente concesión del GSP, en un futuro cercano se espera desarrollar el polo petroquímico en la zona sur del país.

Implicancias de la petroquímica en la actividad económica del Perú

Los diferentes productos obtenidos en la industria petroquímica son usados de manera intensiva en las principales actividades económicas del país y del mundo, especialmente en la agricultura y minería, en forma de fertilizantes y explosivos, respectivamente.

Con respecto a la agricultura, Perú es un importador neto de fertilizantes¹⁵⁰. Los productores nacionales pueden beneficiarse si no hay que pagar fletes, impuestos aduaneros, entre otros. Por ejemplo, el precio promedio de la urea es US\$ 490/TM; sin embargo, al añadirle US\$ 90/TM por conceptos de flete, impuestos y el margen de los mayoristas y minoristas, el precio alcanza US\$ 700/TM para el consumidor final. Al existir un productor nacional de urea, los agricultores se ahorrarían cerca de US\$ 200/TM (Cárdenas, 2013).

De igual manera, la minería también se beneficiaría de un inminente desarrollo de la industria petroquímica. Al ser el principal demandante de explosivos a nivel nacional (concentra alrededor de 80%), y siendo estos producidos con nitrato de amonio, la construcción y operación de una planta de nitrato de amonio fomentaría y permitiría que la minería siga creciendo a altas tasas, convirtiéndose en un hito importante para el desarrollo de proyectos. Al igual que en la agricultura, la minería nacional obtendría ahorros por la sustitución comercial de estos explosivos provenientes de países como Rusia, China y Ucrania.

En lo que se refiere al efecto en variables como consumo, empleo o inversiones en otras industrias, la ejecución de los grandes proyectos petroquímicos en los polos establecidos tendrá un impacto en los componentes de la demanda final.

Ello generaría, de forma encadenada, un incremento en la producción de las industrias que producen bienes intermedios y que requieran obras de infraestructura y de puesta en marcha de los proyectos petroquímicos. Las más favorecidas serían las industrias de cemento, siderúrgica, transporte, entre otras. A su vez, también se impulsará la producción de las industrias de hierro, minería no metálica, energía eléctrica, entre otras.

Este proceso de encadenamiento productivo se presentará sucesivamente en la economía y tiene como resultado una mayor demanda de mano de obra y creación de empleo e ingresos, que a su vez impactará en mayores niveles de consumo por la compra de bienes y servicios. Así, se incentiva la producción de las industrias de bienes de consumo, donde se generarán nuevos puestos de trabajo e ingresos. Braskem, por ejemplo, proyecta la creación de alrededor de 70,000 empleos de manera directa e indirecta.

Toda gran inversión genera efectos positivos y, en el caso de la petroquímica, añade el valor agregado tan solicitado para diversificar las exportaciones peruanas. Se pasa de ser un país exportador de bienes primarios a un país productor de bienes intermedios (e incluso finales) de gran demanda mundial. Asimismo, potencial para la creación de otras industrias relacionadas que hoy no existen en el Perú. Por ejemplo, petroquímica derivada, petroquímica de aromáticos, petroquímica del metano (con urea y/o amoniaco y sus derivados con fósforo y potasio NPK), producción de termoplásticos y sus variedades, entre otras.

La petroquímica trae consigo impactos sociales y económicos como la creación de puestos de trabajo, mejora de la competitividad de la agricultura y minería, aumento del valor agregado a las exportaciones y aparición de nuevas industrias.

Es necesario mencionar los impactos sociales que puede tener la industria petroquímica. Debido a la magnitud de las inversiones y a la ubicación de los proyectos, frecuentemente se requiere la reubicación de pobladores a zonas que estén alejadas de las actividades de mayor riesgo. El problema es que, a medida que el proyecto se desarrolla, también se crea un fenómeno migratorio hacia los distritos y provincias aledañas. Esto se debe a que se piensa que se van a conseguir mejoras laborales. Es por eso que las empresas tienen responsabilidades con la sociedad, ya sea en el cuidado del medio ambiente como en la calidad de vida de la población.

En resumen, la industria petroquímica trae consigo impactos tanto sociales como económicos que afectan la actividad económica del país mediante la creación de puestos de trabajo, mejora de la competitividad de la agricultura y minería, adición de valor agregado a las exportaciones peruanas y aparición de nuevas industrias derivadas de la petroquímica. No obstante, es importante considerar las implicancias sociodemográficas, como los procesos de migración.

RETOS A FUTURO

Al inicio del Proyecto Camisea, se enfrentó el reto de crear y desarrollar un mercado de GN, lo que originó que el diseño se ajuste sobre la marcha y, finalmente, se opte por la desintegración vertical total de la cadena de valor del GN. Además de establecer precios promocionales para su expansión con el operador del Lote 88. A la fecha, y en miras al futuro al requerirse un mayor acceso a energía, es necesario plantear formas eficientes para el desarrollo de la

infraestructura, con el consecuente acceso al servicio de distribución de GN.

De esta manera, la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM, establece como uno de sus objetivos el desarrollo de la Industria del GN y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente. Este objetivo se ha venido reflejando en el diseño de los proyectos que involucran el uso del GN y en las normas emitidas hasta el momento. Acorde con ello, el diseño original de la industria de GN debe adecuarse a los nuevos proyectos y, consecuentemente, a un cambio en la interrelación entre las distintas actividades de su cadena de valor.

Ajustes de la normativa de acuerdo con la madurez de la industria del gas natural

El desarrollo del mercado de GN en el Perú fue y es un reto para la política energética del Estado y del organismo regulador. En principio, se optó (y se sigue optando) por el mecanismo de competencia por el mercado, por medio de licitaciones de las actividades de transporte, distribución y comercialización del GN. Pero a medida que el mercado madura, se requiere hacer ajustes en la normativa y en el diseño del mecanismo regulatorio, con la finalidad de garantizar la competencia y el adecuado desarrollo del mercado.

Los ajustes se deberían empezar a dar una vez que el diseño regulatorio inicial empiece a tener fallas. Este puede evidenciarse al observar que el mecanismo regulatorio y el diseño tarifario ya no funcionan, a consecuencia de la madurez del mercado (incremento del poder monopólico de las empresas pertenecientes a las actividades de

transporte, distribución y comercialización). Así, se hacen necesarios ajustes en la normativa y, en particular, en el diseño tarifario, acompañado de mejor supervisión de la competencia, mejor regulación de la calidad, de la seguridad y el medio ambiente.

El poder se incrementa cuando el margen de ganancia de las empresas monopólicas empieza a crecer considerablemente, producto del aumento de la demanda y del inadecuado diseño tarifario. Esto permite que la empresa tenga tarifas por encima de su costo medio, que se eleve la pérdida de eficiencia social y disminuya el bienestar social. Por eso, es un reto para el próximo quinquenio regulatorio revisar estos temas y evitar consecuencias no deseadas.

Sobre el diseño del mercado de gas natural e integración de las actividades

A la fecha, se cuenta con un marco normativo específico para cada actividad de la industria. Hay normas de diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono, propias para cada actividad, incluso para aquellos aspectos regulados de manera transversal, como establece el Reglamento de Seguridad en las Actividades de Hidrocarburos. Sin embargo, los proyectos futuros requieren, tanto en el diseño de los contratos como en su ejecución prevista, que los titulares realicen más de una actividad de la cadena del GN, lo que en la práctica genera una mejor ejecución bajo un mismo titular.

Como ejemplo, se pueden mencionar los proyectos de infraestructura de distribución de GN en la zona norte y sur del país, que requieren que el concesionario emplee vehículos transportadores de GNL

para la posterior regasificación y distribución en las zonas asignadas. En principio, esto es adecuado por el uso de un esquema de competencia, pero a medida que el mercado esté más desarrollado, será necesario que las actividades involucradas formen parte de un esquema de separación vertical para volverlo más eficiente.

Asimismo, en el caso de un mercado más maduro, como el de distribución de GN por red de ductos, el Decreto Supremo N° 033-2013-EM, al modificar el Reglamento de Distribución de GN por Red de Ductos aprobado también por Decreto Supremo N° 042-99-EM, ha permitido que el distribuidor interconecte por transporte virtual vía GNC o GNL, determinadas zonas alejadas de los ductos existentes con el actual sistema de distribución. Esto implica el reconocimiento de los servicios de compresión, descompresión, licuefacción y/o regasificación en la tarifa de distribución, afectando un mercado libre, como es la comercialización de GNC y de GNL¹³².

La legislación ha venido regulando estos casos, obligando a que un mismo agente cuente con más de un título habilitante, con la consecuente necesidad de realizar los respectivos trámites administrativos. Además, hay una regulación específica para evitar prácticas que restrinjan la competencia, tal como la obligación de realizar ofertas públicas para la contratación del servicio de compresión, descompresión, licuefacción, regasificación y transporte de GNC y/o GNL; y la necesidad de convocar a licitaciones para la adjudicación de proyectos de diseño y construcción de instalaciones internas. Debe analizarse si estas medidas son suficientes para prevenir cualquier tipo de práctica restrictiva de la competencia que perjudique, finalmente, a los consumidores y al desarrollo de la industria del GN.

Sobre la supervisión y fiscalización de las actividades de la industria de gas natural

Al diseñarse y desarrollarse el Proyecto Camisea, las distintas actividades de la cadena se regularon de acuerdo con la normativa de carácter general, o en su defecto se adecuó dicha normativa según los proyectos a desarrollar. Esto permitió que el regulador participe en los distintos niveles de la cadena. No obstante, se ha evidenciado que en el diseño contractual del proyecto de Mejoramiento de la seguridad energética y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, así como en los proyectos de distribución de GN en las zonas norte y sur del país, se incluyeron detalles técnicos de las características de las instalaciones, estableciéndose compromisos propios de este proyecto (como tipos de instalaciones que no están recogidas de manera íntegra en la normativa de carácter particular).

De esta manera, los contratos de concesión de los proyectos recientes terminan siendo una fuente de obligaciones que requiere de una supervisión particular. Y es que son instalaciones por medio de las cuales se realiza más de una actividad, o que cuentan con requerimientos técnicos que no se han recogido en los reglamentos que regulan estas actividades. Ante la situación de la creciente demanda y en base a la experiencia en sectores similares, como el de electricidad, se ha reservado al organismo regulador la supervisión integral de cada proyecto. Se asignó a terceros, debidamente acreditados, resguardar a detalle la emisión de los certificados de las obras realizadas y el seguimiento constante de su ejecución. De esta manera, se busca que cada proyecto se realice considerando sus particularidades, con una visión integral de la industria.

Si bien, a la fecha, se cuenta con reglamentos que regulan los aspectos técnicos y de seguridad de las distintas actividades, resulta importante que a estas alturas del desarrollo de la industria se fijen niveles explícitos de calidad en estos servicios. Para ello se considera que al tratarse de actividades sujetas a regulación tarifaria, los niveles de cumplimiento se vean reflejados en los costos de la fijación tarifaria.

En efecto, si bien el organismo regulador cuenta con la función de fiscalización y sanción para garantizar el cumplimiento de la normativa de carácter general, resulta importante tener en consideración que las sanciones son una de las herramientas para disuadir de incumplir las normas. Sin embargo, en una industria de un

número reducido de agentes, así como de un reciente desarrollo, resulta conveniente complementar con incentivos que permitan cumplir la normativa.

Esto implica el desarrollo de un diseño tarifario que permita que la empresa internalice la falta de cumplimiento de las metas establecidas (del desarrollo de la infraestructura y cumplimiento de metas de usuarios conectados, como de los estándares de calidad del producto y de su gestión comercial). Uno de los aspectos que deberá irse perfeccionando es el tratamiento de los reclamos de los usuarios residenciales del GN.

Habilitaciones de suministros de gas natural

En la concesión de Lima y El Callao, el tiempo de demora entre la conexión de GN a una

vivienda y la habilitación de su instalación interna –lo cual permite a la familia consumir efectivamente GN-, originó que se presentaran reclamos de los usuarios residenciales. Estos solicitaron nuevos suministros de GN, en tanto la concesionaria demoraba en habilitarles sus instalaciones internas.

En efecto, la JARU advirtió que algunos de los usuarios que reclamaron tenían instalado el medidor, pero no se les llegó a habilitar el suministro por observaciones en las instalaciones internas (generalmente por problemas en los gasodomésticos o por alguna observación en la instalación interna).

Esto indicaba que no se estaba dando a los usuarios la información adecuada que les permitiera estar preparados.

Como lo ha manifestado la JARU, el problema surgía cuando la cuadrilla que se encargaba de la habilitación de los suministros en una determinada zona realizaba observaciones en las instalaciones internas de diversos potenciales usuarios. Cuando solo algunos informaban que habían subsanado dichas observaciones, el personal de habilitación ya no regresaba a la zona por estar trabajando en masa. Esto ocasionaba, en algunos casos, meses de demora en la habilitación. La incomodidad de algunos usuarios era tal, que ya no deseaban contar con el servicio, por lo que solicitaban que se les resolviera el contrato y la concesionaria retirara la conexión.

Considerando que los usuarios tenían compromisos adquiridos y que la resolución del contrato de suministro no les exoneraba del pago del costo de la conexión, la JARU estimó conveniente manejar estos tipos de reclamos con conciliaciones¹⁵¹, lo cual fue aceptado por las partes, y se solucionaron las diferencias.

Por otro lado, es importante manifestar que, a lo largo de estos años, los usuarios del servicio de GN se han incrementado. Resulta lógico que, ya utilizándose el servicio, se presentaran otros tipos de reclamos relacionados: cobro indebido, errores de lectura, corte y reconexión del servicio, incumplimiento de convenio, etc. Como se aprecia en el **gráfico 11-1**, 40% de los reclamos han estado orientados a la lectura o facturación errónea, seguidos por reclamos sobre cobros indebidos con 30% del total entre el periodo 2005-2014.

La JARU, con la experiencia que tiene resolviendo reclamos en otros servicios de similares características (servicio público de electricidad), marca la pauta a las concesionarias de distribución de GN. La idea es que presenten los medios de prueba necesarios para resolver, se actúen inspecciones de campo, se informe a los usuarios sobre su derecho al contraste del equipo de medición se acrediten las notificaciones de los actuados conforme a ley, entre otros.

Así, en la medida que se desarrolle el mercado de GN en todo el territorio nacional, se presentarán otros tipos de reclamos y en mayor cantidad. Será necesario que la JARU actúe proactivamente, elaborando lineamientos resolutivos a fin de incentivar conductas catalogadas como eficientes y diligentes de parte de los agentes que participan en el mercado del servicio público de GN. Esto permitirá generar una adecuada motivación de las resoluciones emitidas en primera instancia, y brindar a estos agentes un instrumento que, sin ser vinculante, haga predecible el pronunciamiento final en un procedimiento de reclamo. En esta

perspectiva, la Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (GFGN) de Osinergmin complementaría la labor de la JARU con la elaboración de procedimientos de supervisión referidos a la calidad del servicio y de atención comercial.

A mediano plazo, un objetivo ambicioso de la industria de GN en nuestro país, involucra la puesta en marcha de un mercado integrado a nivel nacional. Este contribuirá a un mayor desarrollo y competencia de todos los eslabones de la cadena de la industria, además de aportar a la formación precios con los beneficios que esto implica en el nivel de eficiencia.

Sistema Nacional de Gasoductos

La licitación del GSP significa el comienzo de una serie de proyectos que buscan afianzar la seguridad energética en el país. En ese sentido, se requiere desconcentrar el flujo de GN del ducto central que va hacia Lima y crear un sistema interconectado de gasoductos a nivel nacional.

El MINEM ha empezado a avizorar el tendido de una línea similar al GSP, pero con destino al norte del Perú. Según declaraciones oficiales, se estudia la posibilidad de la existencia de dicho gasoducto, el cual partiría del Cusco siguiendo la ruta del valle Mantaro y comenzando a subir hacia Trujillo y Chiclayo. Este proyecto estaría fundamentado en la necesidad de consolidar el crecimiento económico del norte peruano, pues es una zona con un potencial industrial mayor al del sur. Asimismo, la futura implementación de este gasoducto y la del GSP junto a la construcción de un ducto entre Marcona (ductos de Contugas) y Mollendo, formarían el Sistema Nacional de Gasoductos, creando un anillo de seguridad energética y diversificando el abastecimiento de GN en Lima, El Callao e Ica¹⁵².

Sin embargo, el desarrollo de estos proyectos deberá formar parte de la planificación de política energética. El MINEM está en vías de diseñarla a largo plazo, adicionalmente son necesarias las nuevas provisiones de GN para poder abastecer estos nuevos proyectos sin deficiencias.

La sostenibilidad de la industria de GN en el Perú dependerá de la existencia de reservas para la explotación en el tiempo y de la promoción de la exploración de GN en nuestro país, uno de los desafíos más importantes en el futuro.

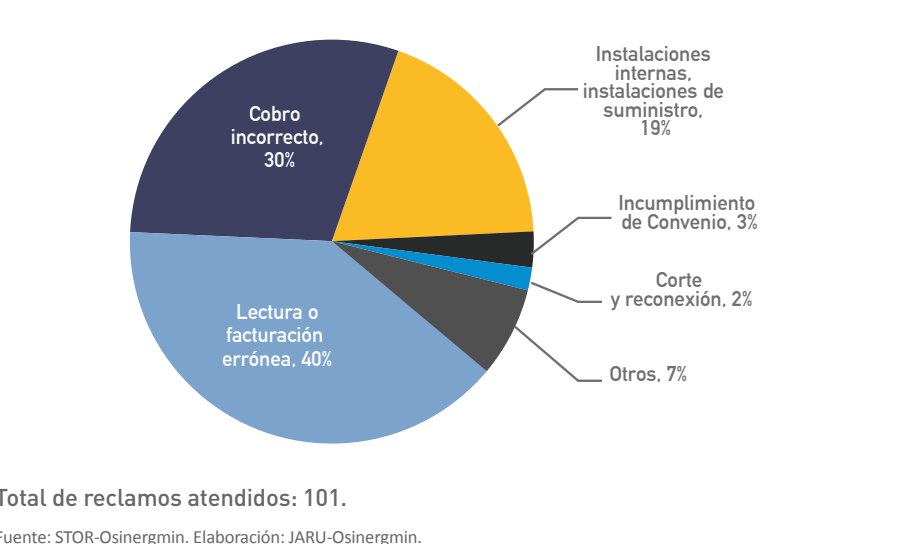
Potencial de reservas de gas natural en los Lotes 58 y 76

La continuación del desarrollo de la industria gasífera en el Perú, mediante los proyectos que se encuentran realizándose así como los planeados, requiere de mayores fuentes de reservas probadas de GN y su posterior explotación. Dentro de los futuros yacimientos a ser potencialmente explotados se encuentran el Lote 58 y el Lote 76.

El primero, a la fecha, está bajo la operación de la empresa China National Petroleum Company (CNPC) y comenzó en abril de 2014 la sexta fase de exploración que concluye en mayo de 2016. Cierra así la fase de exploraciones establecidas en el contrato. Según Perupetro, esta zona puede tener de 10 TCF a más reservas de gas. Se le califica como el lote de mayor potencial en el futuro inmediato. A la fecha, ya se ha estimado la existencia de 2 TCF de GN en esa zona.

El Lote 76 está bajo la operación de Hunt Oil en asociación con Repsol y Pluspetrol. El contrato para su exploración y explotación se aprobó en octubre de 2006, mediante Decreto Supremo Nº 053-2006-EM. Señala como duración un plazo de 30 años para la explotación de petróleo y 40 años para la explotación de gas, indicando que el Programa Mínimo de Trabajo (PMT) consiste en efectuar estudios geológico-geofísicos, análisis químicos y

Gráfico 11-1
Principales reclamos atendidos por la JARU, 2005-jun 2014



su interpretación, así como la ejecución de trabajos de sísmica, la perforación de pozos exploratorios y otros estudios.

Las expectativas indican que toda esa franja estaría colmada de gas y probablemente la proporción de éxito será como la de Camisea (80% de éxito), totalizando reservas que representarían tres o cuatro veces más. La operadora Hunt Oil ha previsto empezar con la perforación de los primeros pozos a fines de 2014. Sin duda, es un proyecto estratégico para el desarrollo económico del país, que impulsa inversiones futuras en la industria de GN¹⁵³.

El desarrollo de la industria petroquímica en el Perú

Si bien el Estado peruano ha realizado

esfuerzos para desarrollar esta industria emitiendo dispositivos legales como la Ley Nº 29163 y la Ley Nº 29690, han aparecido limitantes que no permiten aprovechar las oportunidades comerciales de los productos derivados de la petroquímica. Así, no se han podido concretar proyectos en cartera, e incluso algunos han sido suspendidos.

De acuerdo con Laugier (2014), la industria del etileno sigue una tendencia mundial, en la que la demanda regional proyectada de productos etroquímicos para 2018 es 3.2 millones de toneladas métricas anuales (MMTMA). Para el caso del polietileno es 2.5 MMTMA para 2023, mientras que la demanda nacional de polietilenos asciende a 840,000 toneladas métricas anuales, lo que representa una gran oportunidad para la industria petroquímica en el país.

Se estima que el desarrollo del *shale gas* en Estados Unidos hizo que el precio del GN baje y, por ende, se reduzca el precio del insumo principal de la industria petroquímica en Estados Unidos. Tal como se aprecia en el **gráfico 11-2**, a partir de enero de 2012, el precio del etano en Mont Belveiu ha ido en constante reducción. Así, después de alcanzar un pico en octubre de 2011 (US\$ 92.3 ctvs. por galón), llegó hasta US\$ 29.3 ctvs. Por galón. Lo anterior muestra un desafío para la industria petroquímica en el Perú, debido a la menor competitividad que enfrentan estos proyectos en comparación a inversiones del mismo sector en Estados Unidos. Al ser por el momento más barato el etano en Estados Unidos, los precios a los que se vende el GN de Camisea resultan menos competitivos, y baja el atractivo de las inversiones petroquímicas en el Perú.

Por otro lado, la urea y el estireno¹⁵⁴ son productos vistos como alternativas tentadoras para su desarrollo. De acuerdo con Laugier (2014), la demanda regional de la urea es 11 MMTMA y para los derivados nitrogenados como el NPK, fertilizantes que contienen nitrógeno (N), fósforo (P), y potasio (K), es 7 MMTMA. Mientras tanto, el mercado nacional requiere 365 MTMA de urea, 262.5 MTMA de nitrato de amonio y 530 MTMA de fertilizantes nitrogenados con compuestos de fósforo (P) y azufre (S), lo cual suma una demanda anual de 1.16 millones de toneladas de fertilizantes nitrogenados. La demanda mundial del estireno está ligada a la demanda de sus aplicaciones en la producción de poliestireno (PS), poliestireno expandible (EPS), acrilonitrilo-butadieno-estireno (ABS), estireno-acrilonitrilo (SAN), caucho estireno-butadieno (SBR), estirenolátex de butadieno (SBL) y otros. Esta alcanza 30 MMTMA, de las

cuales 5 MMTMA no son satisfechas (BurrIDGE y Brice, 2011).

Otro factor clave para el desarrollo de la industria petroquímica en el Perú es la disponibilidad de reservas de GN en el país. A la fecha, su cantidad probada limita su realización. Por ejemplo, se tiene el caso de Complejo Petroquímico en Ilo, que requiere cerca de 8.8 TCF. Sin embargo, la motivación privada por invertir en esta etapa ha tomado un repunte, considerando el potencial en reservas gasíferas que posee el Lote 76 y lotes aledaños, que podría ser hasta tres veces las reservas del Lote 88. Esto, sin lugar a duda, augura un futuro promisorio.

Los aspectos a considerar para el desarrollo de la industria petroquímica mencionados en esta subsección, son interdependientes. Si bien los menores precios del etano en Estados Unidos restan competitividad a las inversiones en el país, el Estado está tomando medidas para crear mecanismos que compensen estas desventajas y aprovechar las oportunidades del mercado regional e internacional. Estas involucran políticas que permitan agilizar la inversión, así como generarle estabilidad económica.

Uno de los puntos más importantes de debate hacia el futuro trata acerca de la pertinencia de la explotación del gas de esquisto. Nuestro país no será ajeno a dicha discusión, que estará influenciada por los avances tecnológicos que se irán presentando sobre su explotación.

Explotación futura del gas de esquisto (shale gas) en el Perú

En el Perú se han realizado hallazgos de



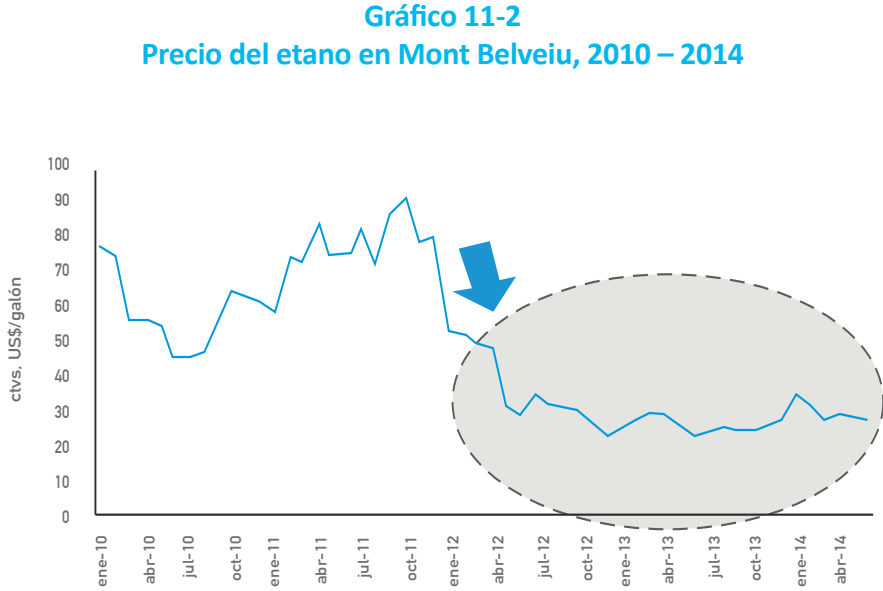
Fuente: Shutterstock.

gas de esquisto en el Lote 31- E, ubicado en el departamento de Loreto. Sin embargo, aún se deben realizar ajustes en su regulación y normas técnicas para la puesta en valor comercial en el país: permitir el uso de maquinarias y equipos de última tecnología para su exploración y explotación, tal como se hace en Estados Unidos¹⁵⁵.

El descubrimiento de *shale gas* en Estados Unidos ha originado una etapa de repotenciación de la industria gasífera, atrayendo inversiones no registradas en los últimos años. Ante esta situación, países que solo poseen reservas convencionales de gas pueden enfrentar un entorno de baja competitividad para desarrollar proyectos relacionados al GN, especialmente si los depósitos se encuentran en zonas remotas, como es el caso del Perú. Sería necesario que a futuro, el Estado peruano pueda promover proyectos

de prospección geológica y geofísica, con el objetivo de cuantificar el potencial gasífero no convencional y determinar políticas energéticas que permitan desarrollar estos recursos y, de esta manera, reforzar la seguridad energética del país.

El presente capítulo abarcó el amplio potencial de desarrollo e influencia del Proyecto Camisea como propulsor de la industria de GN en nuestro país. Con los proyectos mencionados, nos podemos dar una idea del largo camino que todavía queda por recorrer para lograr el completo desarrollo de la industria del GN en nuestro país. La meta es que un mayor número de peruanos consuman esta fuente de energía y se pueda incrementar el valor agregado de la industria por medio de la petroquímica.



Fuente: Bloomberg, 6 de junio de 2014. Elaboración: OEE-Osinergmin.



Foto: Central termoeléctrica de Ventanilla, Lima-Perú.

“

COMPETITIVIDAD A NIVEL INTERNACIONAL

La industria petroquímica genera una serie de eslabonamientos en la economía, por lo que el Estado peruano ha realizado esfuerzos para desarrollarla. Sin embargo, esto se ha visto retardado por factores internacionales, como los descubrimientos de shale gas en Estados Unidos, una fuente no convencional que ha atraído las inversiones hacia ese país y causado la baja del precio internacional del etano, principal insumo de la industria petroquímica. Por fortuna, también se observa una mayor demanda regional por otros derivados como el etileno, la urea, el estireno y fertilizantes, lo cual constituye una gran oportunidad. El desarrollo de esta industria también está supeditado a factores domésticos, entre ellos el volumen de reservas probadas de gas natural (el Lote 58 contaría con 10 TCF y el Lote 76 podría contener tres o cuatro veces las reservas del Lote 88). El papel del Estado podría enfocarse en mejorar las condiciones domésticas para atenuar la pérdida de competitividad a nivel internacional.

Mg. Raúl Lizardo García Carpio
Coordinador Técnico de Análisis Regulatorio de la Oficina de Estudios Económicos

”



Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.

Conclusiones

El presente libro ha tenido como objetivo poner en perspectiva el desarrollo de uno de los proyectos energéticos más ambiciosos en la historia del Perú, el Proyecto Camisea. Se ha efectuado un balance de los principales aspectos relacionados a la industria del GN durante los primeros 10 años de operación.

La influencia de Camisea para el desarrollo de la economía peruana ha sido relevante y se espera que su impacto dinamizador de la actividad económica siga vigente a largo plazo.

En el libro se han revisado y analizado los antecedentes nacionales e internacionales más importantes de la industria del GN, el desarrollo histórico del Proyecto Camisea, el marco regulatorio y los sistemas de supervisión de seguridad industrial y calidad aplicables a la industria, su influencia e impacto económico en el país, así como los principales retos a futuro para la industria.

ANTECEDENTES NACIONALES E INTERNACIONALES

Se ha analizado de manera general la industria del GN a nivel mundial, con la finalidad de conocer el entorno global en el que se enmarca el sector en el Perú. Se puede apreciar que el GN se ha transformado en una de las fuentes de energía más importantes en la matriz energética mundial, debido al aumento sostenido de la demanda global de energía, las preocupaciones ambientales por el cambio climático (el GN es un combustible menos contaminante que el petróleo) y los mayores descubrimientos de reservas de GN en diferentes jurisdicciones.

Si bien, a la fecha, Perú cuenta con una dotación modesta de reservas, con un mayor esfuerzo exploratorio podría convertirse en una potencia gasífera regional. La explotación de fuentes no convencionales como el gas de esquisto (shale gas) y el desarrollo del transporte bajo la modalidad de GNL han dinamizado los mercados internacionales de GN en los últimos

años, poniendo al Perú en una posición expectante con respecto al desarrollo de su industria gasífera.

DESARROLLO HISTÓRICO DEL PROYECTO CAMISEA

El descubrimiento del yacimiento de Camisea y su posterior explotación en la década pasada ha permitido transformar el modo de vida de la población peruana, logrando que acceda a una fuente energética más económica, limpia y segura. Prueba de ello es que, la fecha, alrededor de 40% de la matriz energética primaria del sector eléctrico está compuesta por GN. Asimismo, el GN satisface las necesidades energéticas de aproximadamente 200,000 usuarios a nivel residencial, más de 150,000 vehículos de transporte que consumen GN vehicular (GNV) y cerca de 1,400 clientes industriales y comerciales. La perspectiva a futuro, como se ha discutido en el libro, es que el número de clientes de GN crezca de manera sostenida en el tiempo, en la medida en que las redes de transporte y distribución se expandan a nivel nacional.

MARCO REGULATORIO Y SISTEMAS DE SUPERVISIÓN DE SEGURIDAD INDUSTRIAL Y CALIDAD APLICABLES A LA INDUSTRIA

El desarrollo de la industria del GN, luego del inicio de la explotación del campo de Camisea, ha estado acompañado por un marco regulatorio y legal estable, transparente y predecible para los inversionistas y usuarios. Este ha permitido garantizar una rentabilidad razonable para las inversiones mediante la regulación de tarifas

eficientes que reconocen los costos de suministrar gas, generar señales económicas para la expansión de las redes y para la búsqueda de nuevas reservas de este hidrocarburo, así como brindar incentivos a los concesionarios para que cumplan las normas de seguridad industrial y los estándares de calidad del servicio.

Osinergmin, como entidad supervisora y reguladora de la industria del GN, ha contribuido al desarrollo de este proyecto mediante la gestión del marco normativo de la industria y la regulación de las tarifas de transporte y distribución de gas, así como la fiscalización del cumplimiento de las normas técnicas, de seguridad industrial y de calidad del servicio. Asimismo, desempeñó un papel importante como administrador de las garantías a la inversión dadas en el marco normativo promulgado por el Estado, que tuvo como propósito otorgar los incentivos necesarios de credibilidad y certidumbre a la inversión privada en el transporte y distribución por redes de ductos para que se pueda financiar y poner en marcha el proyecto.

En años recientes, el enfoque del marco regulatorio ha cambiado. Las políticas de Estado en los últimos cinco años se han centrado en modificar las regulaciones para promover la expansión del uso del GN como fuente energética en diferentes sectores de la actividad económica y en diversas regiones del país. En un contexto inicial se enfatizó un diseño de mercado de gas con separación vertical de las actividades (exploración y explotación, transporte y distribución). Se buscaba viabilizar el Proyecto Camisea mediante esquemas de garantía de ingresos y el estímulo para el consumo del gas en la generación eléctrica. Ahora se ha pasado a un entorno donde la política energética del Estado busca promover el acceso universal al GN a nivel residencial en las distintas regiones del país. Eso se logra con mecanismos de promoción en el sistema tarifario y esquemas de subsidios, como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Asimismo, la política energética nacional vigente a la fecha busca establecer esquemas que afiancen la seguridad energética nacional en base a sistemas de transporte y almacenamiento de GN e hidrocarburos líquidos, así como fomentar el uso del gas para el desarrollo de la industria petroquímica.

INFLUENCIA E IMPACTO ECONÓMICO Y AMBIENTAL EN EL PAÍS

En este libro se presenta una estimación de los impactos generados por el ingreso masivo del GN en la actividad económica del país. Para ello, se realizó un ejercicio de cuantificación que estima los ahorros y beneficios que ha traído consigo la operación del Proyecto Camisea, los cuales se concentraron en tres sectores: (i) el sector privado, cuyos beneficios están relacionados a los ahorros generados para los usuarios finales que cuentan con una conexión de GN; (ii) el sector público, cuyos beneficios se relacionan a los ingresos fiscales mediante el IR y el canon gasífero y (iii) el sector externo, que considera el efecto positivo de la producción del gas de Camisea en la balanza comercial de hidrocarburos del país.

En los 10 primeros años de operación, el proyecto habría generado significativos beneficios a los principales sectores de la economía del país: en total, ascenderían aproximadamente a US\$ 41,576 millones (expresados en valores monetarios de 2013). En primer lugar, el sector privado habría obtenido ahorros cercanos a los US\$ 6,952 millones. De esta cifra, 46% constituye el ahorro estimado para los usuarios industriales, comerciales y residenciales que se conectaron al servicio público de GN; 28% constituye el ahorro estimado de los usuarios de GN vehicular (principalmente transportistas); y 26% corresponde al ahorro aproximado del cual se habrían beneficiado los usuarios del servicio público de electricidad por la reducción de las tarifas de energía, consecuencia del uso del GN en la generación eléctrica.

Con respecto al sector público, los ingresos generados para el Estado por la explotación del GN que provienen de las regalías gasíferas y del IR, habrían totalizado aproximadamente US\$ 10,702 millones (expresados en valores monetarios de 2013). Por otro lado, el Proyecto Camisea habría mejorado la situación de la balanza comercial de hidrocarburos del país, cuyo déficit se habría reducido significativamente debido a la sustitución de importaciones de GLP y al proyecto de exportación de GNL. Se estima que la reducción del déficit en la balanza comercial de hidrocarburos habría ascendido, en los últimos 10 años, a US\$ 23,921 millones (en valores monetarios de 2013).

Cabe destacar, también, que el cambio de la matriz energética peruana con la incorporación del GN habría permitido mitigar la emisión de aproximadamente 53.7 millones de toneladas de CO₂, al haber desplazado fuentes contaminantes, como los combustibles derivados del petróleo en la generación eléctrica, el transporte vehicular y el sector industrial. Este beneficio ambiental implícito del Proyecto Camisea (asumiendo que hubiera sido posible certificar esta cantidad de toneladas para la emisión de bonos de carbono bajo el amparo de mecanismos de desarrollo limpio, como los promovidos por el Protocolo de Kyoto) estaría valorizado en cerca de US\$ 1,306 millones (expresados en valores monetarios de 2013).

Ante estos resultados, se puede concluir que el Proyecto Camisea ha contribuido a mejorar la competitividad de la economía peruana en la región latinoamericana al reducir los costos de la producción de energía.

Además, ha permitido brindar beneficios importantes a los consumidores peruanos al generar significativos ahorros por acceder a un combustible más barato, mejoró la posición externa de las cuentas externas del Perú ya que se redujeron las importaciones netas de hidrocarburos y contribuyó a la mitigación de emisiones de CO₂.

Estos frutos no se habrían obtenido sin un adecuado accionar de las diferentes instituciones públicas competentes dentro de la industria gasífera en el Perú, como es el caso de Osinergmin. En efecto, la aplicación de sus de reglas regulatorias estables a lo largo del tiempo y de una supervisión altamente especializada para garantizar el cumplimiento de los compromisos contractuales de los concesionarios y de las normas de seguridad y calidad, permitió conducir dicha industria hacia un desarrollo progresivo. Este proceso ha contribuido a maximizar los beneficios directos e indirectos del uso del GN como fuente energética.

PRINCIPALES RETOS A FUTURO PARA LA INDUSTRIA

Teniendo en cuenta los inmensos beneficios que ha traído la operación comercial del Proyecto Camisea, el Estado peruano ha

trazado un derrotero mediante la promulgación de un nuevo marco normativo. Este permitirá garantizar la continuidad del desarrollo de la industria del GN en el Perú y explotar al máximo los frutos generados por el Proyecto Camisea, satisfaciendo los requerimientos crecientes de la demanda nacional de energía, expandiendo sus beneficios en otras ciudades del país y afianzando la seguridad energética.

El Estado, a la fecha, está promoviendo proyectos para expandir el consumo del GN en las ciudades del norte, sur y la región alto andina del país. Se basarán en el transporte virtual vía camiones cisterna de GNC y GNL, así como en un sistema nacional de gasoductos que se conectarán al ducto principal del Proyecto Camisea y al recientemente concesionado Gasoducto Sur Peruano. Se espera que para entonces el Nodo Energético del Sur se haya constituido en un eje de desarrollo en la zona sur del país gracias a la generación térmica de electricidad.

Finalmente, la política de Estado también contempla la promoción del desarrollo de los proyectos petroquímicos en la Costa Sur, los cuales permitirán darle valor agregado a las exportaciones peruanas. En los próximos años, se espera que con este camino trazado, el Proyecto Camisea y los nuevos proyectos de GN mencionados anteriormente, continúen generando grandes beneficios para la población peruana y contribuyan a seguir impulsando el desarrollo económico del país.

Arturo L. Vásquez Cordano,
Editor General en Jefe
Osinergmin.



Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.

Notas

1. Información sustentada en las estadísticas publicadas por la U.S. Energy Information Administration (EIA) y la International Energy Agency (IEA).
2. Ver IEA (2011) (www.iea.org/publications/worldenergyoutlook/goldenageofgas/)
3. Ver García y Vásquez (2004); Dammert, García y Vásquez (2006);Dammert y Molinelli (2006); GART (2008a, 2008b).
4. También se les denomina Industrias de Redes. Ver con más detalle en Shy (2001).
5. Barrera a la entrada: costo en el que incurre una empresa entrante y no la establecida (Spulber 1989).
6. Subaditividad de costos: una empresa puede proveer un bien o servicio al mercado completo, a un precio menor del que ofrecerían dos o más empresas (Baumol, Panzar y Willig 1982).
7. Buena parte de las muertes por neumonía entre los niños menores de cinco años ocurre debido a la inhalación de humo y partículas que se originan en la contaminación del aire de los hogares por uso de combustibles sólidos. Más de un millón de personas mueren al año por enfermedades respiratorias crónicas por la exposición del aire contaminado en los hogares (OMS 2011).
8. En el **capítulo 10** se incluye una sección referente a la industria petroquímica con mayor detalle.
9. Para más detalle revisar el **Reporte semestral de monitoreo del mercado de gas natural**, Primer Semestre de 2013, Año 2–3, Diciembre 2013. Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin – Perú (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/ReportesMercado/RSMMGN-I-2013.pdf)
10. La empresa Aguaytía Energy del Perú S. R. L. construyó y operó desde julio de 1998 hasta el 1° de mayo de 2001.
11. Empresa que tiene la concesión del Estado por un plazo de 33 años prorrogables para diseñar, construir y operar el sistema de distribución de GN en el departamento de Lima y la Provincia Constitucional de El Callao. Su principal accionista es el Grupo Energía de Bogotá, con presencia en Colombia, Guatemala y Perú.

12. De acuerdo con el diario El Peruano del 7 de junio de 2014.
13. En 2011, debido a la reestimación de las reservas probables por la perforación de dos pozos en la estructura Mipaya del Lote 56, un pozo en la estructura Kinteroni Sur del Lote 57 y un pozo exploratorio en la estructura Taini del Lote 58 (todos en la Selva Sur), ocurrió una reducción significativa de las reservas probables (**Reporte semestral de monitoreo del mercado de gas natural**-Osinergmin, 2012).
14. En 2011, las reservas posibles disminuyeron 63% con respecto al año anterior. Según el MINEM, se debe a que los volúmenes estimados como reservas posibles en 2010 fueron recategorizados como recursos en 2011 porque son volúmenes aún no descubiertos y que se encuentran en futuros proyectos de desarrollo (**Reporte semestral de monitoreo del mercado de gas natural**-Osinergmin, 2012).
15. A la fecha, la empresa China National Petroleum Company (CNPC) ha comprado 46.16% de participación del Lote 57, que le pertenecía a Petrobras.
16. El Decreto Supremo N° 041-99-EM aprobó el Reglamento de Transportes de Hidrocarburos por Ductos, mientras que el Decreto Supremo N° 042-99-EM aprobó el procedimiento de fijación tarifaria en la actividad de distribución de GN.
17. Esta norma derogó el Decreto Supremo N° 041-99-EM.
18. Según dicho Decreto:

“1.13 Gas Natural Comprimido (GNC): gas natural que ha sido sometido a compresión en una Estación de Compresión, a una presión máxima de 250 bar, para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de compresión, el GNC se considera como un producto diferente al Gas Natural que el Concesionario suministra por la red de distribución.

1.14 Gas Natural Licuefactado (GNL): gas natural que ha sido sometido a un proceso criogénico y licuefactado a presión atmosférica, en una Estación de Licuefacción, para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de licuefacción, el GNL se considera como un producto diferente al GN que el Concesionario suministra por la red de distribución”.

19.

Este sistema consiste en el transporte terrestre de gas natural a distancias relativamente cortas, utilizando camiones especialmente acondicionados. Existen diversas tecnologías desarrolladas en este campo que permiten abastecer lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica, económicamente, la construcción de un gasoducto.

20.

Inicialmente, el Contrato BOOT de Distribución contemplaba la existencia de una Tarifa por Red Principal de Distribución y otra por las Otras Redes. No obstante, mediante Decreto Supremo N° 048-2008-EM, ambas fueron unificadas, sustituyéndolas por un solo sistema denominado Tarifa Única de Distribución –TUD.

21.

Para mayores detalles, ver **capítulo 1** del presente libro.

22.

Se trata de la capacidad que no está respaldada por contratos bilaterales, sino que tiene el compromiso de pago a firme por parte de la demanda eléctrica.

23.

El último procedimiento de fijación tarifaria se inició el 31 de octubre de 2013 y culminó el 23 de abril de 2014. Se realizaron de manera satisfactoria todas las etapas, estableciéndose las tarifas para el periodo mayo 2014-abril 2016.

24.

Contratos de suministro de gas natural con Electroperú y seis industrias.

25.

Según TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, artículo 108: “El Margen de Distribución se basará en una empresa eficiente y considerará el valor presente de los siguientes componentes:

- Anualidad del valor nuevo de reemplazo de las inversiones destinadas a prestar el servicio de distribución (ductos, estaciones reguladoras, compresoras, etc.).

- Costo estándar anual de operación y mantenimiento de las redes y estaciones reguladoras.

- Demanda o consumo de los consumidores según corresponda.

- Pérdidas estándares.

- La tasa de actualización establecida en el presente Reglamento (...).”.

26.

Consiste en un incentivo a sobre invertir debido al abaratamiento relativo del capital, que resulta de la regulación de la tasa de ganancia. La empresa regulada demanda más capital del que se necesita en condiciones de no regulación, maximizando sus beneficios (Pérez-Reyes 2006:17).

27.

De acuerdo con el artículo 109° del TUO del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

28.

Procesos llevados de manera conjunta con la fijación de tarifas de transporte por red principal. Las tarifas fijadas para el periodo 2010-2012 quedaron sin efecto el 8 de mayo de 2010 al entrar en vigencia la TUD.

29.

En el Artículo 6° de dicha ley se establecen los mecanismos y condiciones para garantizar los ingresos anuales que retribuyan adecuadamente el costo del servicio a los inversionistas, entendido como el monto ofertado por el concesionario en el concurso internacional llevado a cabo.

30.

Red de ductos destinada al transporte de gas natural y a la distribución en alta presión del gas natural.

31.

Mediante Decreto Supremo N° 046-2002-EM, se establecen las disposiciones para regular la recaudación y pago adelantado de la GRP, y se fija el inicio de dicha recaudación para el 1° de noviembre de 2002.

32.

“La Garantía, para los segmentos de transporte o distribución en alta presión de la Red Principal se extingue cuando a partir del quinto año de operación de la Red Principal, la situación descrita en el numeral anterior se presentara por: a) Tres (3) años de cálculo consecutivos, o b) Tres (3) años durante cinco (5) años de cálculos consecutivos. Para efectos de lo establecido en este numeral, la evaluación requerida para determinar la extinción de la Garantía se hará considerando solo los ingresos esperados del servicio de transporte o distribución de gas natural destinado al consumidor nacional”.

33.

Una descripción más detallada del impacto en el sector eléctrico de la GRP se presenta en el **capítulo 9** del presente libro.

34.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 11° de la Ley N° 29325 (Ley del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental), en concordancia con el artículo 2° de la Resolución de Consejo

Directivo N° 001-2011-OEFA-CD: desde el 4 de marzo de 2011, las competencias para supervisar, fiscalizar y sancionar el incumplimiento a la normativa ambiental de los agentes del subsector hidrocarburos han sido transferidas al Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental - OEFA.

35.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 95° de la Ley N° 29783 (Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo), en concordancia con la Primera Disposición Complementaria Modificatoria de la referida ley, que modificó el artículo 34° de la Ley General de Inspección del Trabajo, con la Primera Disposición Complementaria Final de la referida ley, y el artículo 2° de la Ley N° 29901: desde el 21 de agosto de 2011, las competencias para supervisar, fiscalizar y sancionar el incumplimiento a la normativa sobre seguridad y salud en el trabajo han sido transferidas al Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo - MINTRA.

36.

Así, conforme a lo señalado en la Ley Complementaria de Fortalecimiento de Osinerghmin, Ley N° 27699, las funciones de supervisión atribuidas a dicho organismo por medio de su ley de creación, pueden ser delegadas a empresas supervisoras.

37.

Conforme a lo señalado en la Ley N° 26734, Ley de Osinerghmin, Indecopi es competente, como integrante del sistema supervisor de la inversión en energía, de velar en los subsectores de electricidad e hidrocarburos por la aplicación de las normas que a la fecha integran sus áreas de competencia.

38.

Capítulo IV del Decreto Supremo N° 054-2001-PCM, que aprobó el Reglamento General de Osinerghmin, publicado en el diario oficial *El Peruano* el 9 de mayo de 2001.

39.

Aprobado por la Resolución N° 272-2012-OS/CD.

40.

La JARU cuenta con total autonomía funcional para la adopción de sus decisiones, lo que implica que ningún funcionario de Osinerghmin, ni ninguna otra autoridad o persona influye en el sentido ni contenido de las resoluciones que emite.

41.

Más detalle en <http://puntoedu.pucp.edu.pe/noticias/situacion-energetica-en-peru/>

42.

Su nombre comercial es Distribución de Gas Natural de Lima yCallao desde 2007.

43.

Declaraciones del gerente general de Cálidda, Adolfo Heeren.Revista Eléctrica del Perú Energía y Negocios (mayo, 2014).

44.

Esto evidencia la presencia de economías de escala en la actividad de distribución de gas natural. Ver **capítulo 1** del presente libro.

45.

Un contrato BOOT implica que el concesionario será el responsable de construir (*build*), operar (*operate*) y que durante la concesión esta infraestructura le pertenece (*own*), pero que al término de su plazo, revierte al Estado (*transfer*).

46.

Mediante resolución de Osinerghmin N° 1425-2010-OS-GFGN/DDCN, en concordancia con lo establecido en el D.S. 006-2010-EM, se autoriza a los concesionarios de transporte y distribución de energía la instalación de redes e infraestructura en zonas en las cuales hayan ocurrido situaciones de emergencia o desastres naturales. Ante esto, Contugas (antes Congas) contó con un permiso especial, concedido después del terremoto ocurrido en agosto de 2007, conocido como Programa de Instalación de Facilidades de Conexión y Redes de Suministro de Gas Natural para la provincia de Pisco. Por ser una situación particular, no configura como un real inicio de operación, solo una puesta en operación parcial que no genera compromisos contractuales.

47.

Plan de Conexiones Residenciales que se beneficiarán con el gasto de promoción y que será aprobado por el Osinerghmin, de acuerdo con el Artículo 112a del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

48.

Descuento aplicado a los costos de las instalaciones internas residenciales de los niveles socioeconómicos C, D y E.

49.

Este monto es mayor al propuesto por Cálidda: 3.7%. Ver más detalle en Informe N° 0237-2014-GART.

50.

Para mayor detalle revisar su página web <http://www.fise.gob.pe/>

51.

Su administración temporal, hasta 2017, está a cargo del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas (Osinerghmin).

52.

La iniciativa del BID en estos temas es LAC SE4ALL, que realiza un esfuerzo mancomunado con la Iniciativa Global SE4ALL de Naciones Unidas.

244

245

53.	Tomando en cuenta la 10° Política del Acuerdo Nacional (2002), el Estado peruano se comprometió a dar prioridad efectiva a la lucha contra la pobreza y a la reducción de la desigualdad social, privilegiando la asistencia a la población vulnerable, a fin de garantizar la igualdad de oportunidades económicas y sociales.	65.	Sector intensivo en el consumo de derivados del petróleo (residual N° 6 y 500, diésel 2 y GLP a granel).	76.	Según el D.S. N° 032-2002-EM, un consumidor directo se define como aquel agente que adquiere en el país o importa combustibles para uso propio y exclusivo en sus actividades, y que cuenta con instalaciones para recepcionar y almacenar combustibles con capacidad mínima de 0.45 m3 de GLP.		con la TSD corregida (14.09%). Si bien estos montos cambian según la marca y modelo, para el estudio se ha considerado un Chevrolet Corsa (Chevytaxi) a GNV, cuyo valor en el mercado es US\$ 13,000 y un costo promedio de US\$ 10,000 para un vehículo gasolinero.
54.	Para más detalles sobre el acceso universal a la energía, ver Vásquez et al. (2012).	66.	Debido a la disponibilidad de información asociada a la demanda, solo se consideró al GLP, excluyendo la producción de gasolina natural -la cual es exportada casi en su totalidad-, la de los destilados y diésel.	77.	Se considera como sustituto directo a los petróleos industriales 6 y 500.	86.	Para el caso de la compra de un vehículo nuevo a GNV se debe incluir el costo del financiamiento, si se comprara un vehículo gasolinero. Es decir, en realidad se financia solo US\$ 3,000.
55.	Para más detalles ver ACA (2013).	67.	Encuesta elaborada e implementada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI).	78.	Cerámica San Lorenzo, Cerámica Lima (con dos plantas), Alicorp (con dos plantas), Corporación Cerámica (con dos plantas), Owens Illinois, Sudamericana de Fibras y Planta Pisco (Pluspetrol).	87.	El costo a considerar corresponde al costo de conversión o el costo de compra del vehículo nuevo, según sea el caso, más el costo de las revisiones quinquenales.
56.	La escalera energética es el diagrama que muestra la relación entre la eficiencia de los combustibles y el desarrollo económico de la población. El ascenso por los peldaños de la energía suele producirse en forma paulatina, a medida que la mayoría de las familias de ingresos bajos y medianos utilizan una combinación de combustibles para satisfacer sus necesidades de cocinar. Ver más detalles en OMS (2007).	68.	Informes Técnicos Osinergmin-GART/DGN N° 009-2003, N° 010-2003 y N° 015-2004.	79.	La importación de vehículos fabricados para GNV comenzó a partir del 2007. Ver más detalles en http://www.infogas.com.pe/images/pdf/estadisticas/05-2014/estadsticas-04.pdf	88.	Estos escenarios teóricos permiten evaluar la composición óptima del mercado eléctrico bajo ciertos supuestos, tanto para un escenario con o sin Camisea.
57.	Artículo 10 del D.S N° 021-2012-EM.	69.	El derecho de conexión es el elemento que permite establecer la unión entre la red de distribución y la acometida del domicilio, mediante una tubería de conexión y una válvula de aislamiento. Por otra parte, la acometida es el elemento que une la tubería de conexión con la red interna del domicilio y permite controlar y medir el flujo de gas natural a consumir. Está conformada por el medidor, los equipos de regulación, la caja de protección, los accesorios y las válvulas de protección. La instalación interna es el elemento que une la acometida con los distintos artefactos instalados en el domicilio del consumidor. Está conformada por cañerías, válvulas de protección, acoples y elementos de control (GART, 2009).	80.	Según la NTP 111.015.2004, se considera los siguientes puntos para la instalación del equipo completo para GNV en vehículos: cilindros, tubería del sistema de alimentación, regulador de presión, válvulas eléctricas, selector de combustibles, dispositivo electrónico de avance de encendido, indicador de presión, interfaz para el sistema de información, etc.	89.	Se ha excluido al carbón del proceso de optimización al no ser viable; sin embargo, en los resultados para las tarifas eléctricas se realiza la corrección del efecto del carbón sobre los costos de la energía.
58.	http://www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5587&SEC=22	70.	Informe Osinergmin-GART/DGN N° 015-2004.	81.	En octubre de 2005 se publicó la Resolución del Consejo Supervisor N° 001-2005-CS/GNV, por la cual se acordó nombrar a Cofide como administrador del Sistema de Control de Carga de GNV por un período de 10 años, encargo que operará mediante un contrato de fideicomiso.	90.	Para la optimización se ha utilizado el software Gurobi. Se planteó el modelo en formato AMPL, mediante la plataforma <i>online</i> NEOS Server (Network Enabled Optimization System).
59.	El contrato LLC tiene por finalidad regular los intereses de Perú LNG Company LLC, así vigila la organización corporativa, los derechos a voto de los miembros, sus relaciones y los derechos y obligaciones de Perú LNG Company LLC con Peru LNG.	71.	Descuento equivalente a US\$ 315 por cliente. Aprobado por la Resolución N° 261-2009-OS/CD.	82.	El consumo promedio se obtiene mediante la división de las ventas de GNV y el número de vehículos activos a GNV registrados en Infogas. Ver más detalles en http://www.infogas.com.pe/infogas/index.php?option=com_content&view=article&id=16&Itemid=5	91.	Para un análisis más objetivo, las diferencias en los escenarios teóricos serán trasladadas a los datos observados. La metodología utilizada se detalla en cada sección.
60.	Millones de toneladas métricas anuales.	72.	Información obtenida de la página de Osinergmin (S/. 1,719.3).	83.	El rendimiento utilizado para el GNV es 10.746 km/m3, siendo 13% superior al rendimiento que posee la gasolina (9.5105 km/m3).	92.	Se utiliza la tasa de descuento social general de 14.09%, ajustado por inflación y devaluación.
61.	Shell tomó la posición de <i>offtaker</i> en lugar de Repsol CG a partir del 1 de enero de 2014.	73.	Asumiendo un consumo promedio anual de 7.37 gigajoules, un ahorro operativo promedio de US\$ 14.87 por gigajoule consumido y un costo fijo promedio de US\$ 12.21 anuales.	84.	El costo anual de usar GNV como combustible ha sido determinado considerando un sistema bi-fuel, donde el GNV es usado 90% y la gasolina, 10%.	93.	C.T. Ilo 21-Enersur.
62.	Ver más detalles en Mayorga (2012).	74.	El ahorro por obtener agregado se determina en base al valor presente de un ahorro neto operativo perpetuo y al número de clientes conectados a diciembre de 2013.	85.	En ambos casos, se asume que los costos de conversión y de un vehículo nuevo a GNV son financiados totalmente a cinco años	94.	Apoyo Consultoria (2007).
63.	El marcador Henry Hub se redujo de US\$7.11 por MMBTU en el quinquenio 2003-2008, a niveles promedio de US\$2.75 por MMBTU en 2012. A diciembre de 2013, el precio del HH llegó a US\$ 4.3 por MMBTU.	75.	Informe Osinergmin-GART/DGN N° 015-2004.			95.	De acuerdo con Dammert et al. (2008), este es el precio estabilizado que permite que los generadores obtengan ingresos equivalentes a los que se habrían registrado de aplicarse los costos marginales del mercado spot.
64..	Esta etapa contempla las actividades de explotación, transporte y distribución del Proyecto Camisea.					96.	Calcula el valor presente del producto del costo marginal (precios marginales promedios de energía) por la demanda de energía, y se divide por el valor presente de la demanda de energía. Este

	procedimiento emula el utilizado por la GART en la fijación de tarifas; sin embargo, para el presente análisis se han tomado los cuatro valores anuales futuros y el valor anual en el periodo de estudio. La tasa de actualización utilizada es 12%, establecida en la Ley de Concesiones Eléctricas.					
97.	Se toma como referencia la tarifa en barra Lima 220Kv. Se realizan las transformaciones para reflejar la tarifa en barra en US\$ por MWh, utilizando el promedio anual del tipo de cambio interbancario-compra en frecuencia diaria.	106.	El formulario de declaración jurada anual es administrado por el ente recaudador (SUNAT).		distrito de Chinchero departamento del Cusco, se corrigió el gráfico 10-23 para mostrar la evolución adecuadamente.	
		107.	Según el Manual de Gestión del Canon, se define como el aporte que reciben los gobiernos locales y regionales del total de ingresos y rentas obtenidos por el Estado, gracias a la explotación económica del gas natural y sus condensados.	116.	En base a la metodología propuesta por el Programa de Vigilancia Ciudadana (2011) en el Informe de Transparencia: Conciliación entre ingresos y gastos por canon minero, gasífero y regalías , Grupo Propuesta Ciudadana. De acuerdo con el Programa de Vigilancia Ciudadana (2011: 24-25): [...] este indicador se debe presentar en forma agregada y no año a año, debido a que es muy probable que ante el boom en el precio del hidrocarburo, el gobierno regional no haya podido gastar toda la transferencia. Un aspecto importante es que los saldos de recursos no gastados no regresan al tesoro público, sino que se acumulan, es decir, en algunos años los gobiernos regionales pueden gastar más de lo que se les transfiere cada año [...].	
98.	Los fundamentos y mecanismos de la GRP han sido discutidos en el capítulo 5 . Para el análisis se incluye el pago por adelantado de la GRP, que se dio entre noviembre de 2002 a agosto de 2004.	108.	Con base legal en la denominada Ley del Canon, Ley N° 27506 y la Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221 (incluidas sus modificatorias).	117.	Ver cuadro 10-3 : Criterios de distribución del canon gasífero.	
99.	Son relevantes las tecnologías de generación térmicas.	109.	En base a información de INEI e MINEM. Calculada por la DGAES-MEF.	118.	Mostrado desde 2005, debido a que para su cálculo se toma en cuenta un periodo de análisis de tres años.	
100.	Esta situación se representa por los datos observados, es decir, la serie histórica de la producción de energía eléctrica por fuentes térmicas para el periodo 2004 a 2013.	110.	Ley N° 27506, modificada por el artículo 3º de la Ley N° 28077: “El Canon será distribuido entre los gobiernos regionales y locales de acuerdo con los índices de distribución que fije el MEF, en base a criterios de población y pobreza vinculados a la carencia de necesidades básicas y déficit de infraestructura”.	119.	Se ha utilizado la tasa de descuento social, publicada por el MEF, fijada en 9% y ajustada por inflación y devaluación para hacerla aplicable a los flujos nominales en moneda doméstica (14.09%).	
101.	Puede existir confusión al momento de interpretar la fuente de datos consultada (COES-SINAC), pues no especifica la clasificación de la generación térmica por tipo de combustible, sino que se clasifica por tipo de tecnología: turbo vapor, diésel, turbo gas y combinado. Sin embargo, de acuerdo con Espinoza (2000) y la GART, los combustibles utilizados por las tecnologías mencionadas son carbón, diésel, gas natural-CC y gas natural-CS, respectivamente.	111.	La Ley N° 28451 crea el Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea – FOCAM, se compone de 25% de los recursos que corresponden al Gobierno Nacional de las regalías provenientes de los Lotes 88 y 56, luego de efectuado el pago del canon Gasífero y otras deducciones correspondientes a Perupetro S.A., Osinergmin y el Ministerio de Energía y Minas.	120.	Según el glosario la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía, la gasolina natural se considera un insumo químico usado en la fabricación de otros bienes (principalmente etileno).	
		112.	Cuenta con una reglamentación distinta según Ley N° 28622.	121.	Se refiere a la sustitución de las importaciones de GLP por el incremento en la producción doméstica.	
102.	Se compone de 50% del monto recaudado por regalías por la explotación de gas natural, 50% del monto recaudado por IR de las empresas que realizan actividades de explotación de gas natural y un porcentaje de los ingresos que obtiene el Estado por explotar el gas natural proveniente de contratos de servicios. Este último componente se encuentra en un nivel deficitario, por ello no aporta recursos al canon gasífero.	113.	Entendido como gasto devengado, según Portal de Transparencia del MEF, corresponde a la fase del ciclo del gasto donde se registra la obligación de pago, como consecuencia del respectivo compromiso contraído.	122.	Se ha tomado en cuenta la producción de GLP generada por petróleo y gas natural anterior a Camisea.	
103.	Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea.	114.	Los datos que se mostrarán corresponden a la región Cusco para 2004- 2006, los porcentajes corresponden al rubro canon y sobre canon, el canon gasífero está incluido en este rubro. Esto sucede debido a que la fuente no desagrega los datos a un nivel más profundo.	123.	Específicamente se ha utilizado el PR1: Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el mercado relevante. Este es un precio neto ex-planta, sin incluir impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de gestión comercial, publicado por la Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (GART).	
104.	Contrato de licencia del Lote 88 (2000) y contrato de licencia del Lote 56 (2004).	115.	En 2012 se observa un comportamiento atípico, que provoca un incremento de la participación del rubro planeamiento, gestión y reserva de contingencia. Esto sucede por la expropiación de terrenos. Debido al proyecto del Aeropuerto Internacional de Chinchero en el	124.	Reporte de Análisis Económico Sectorial , Año 1–1, julio 2012. OEE-Osinergmin.	
105.	Los montos recaudados por IR se presentarán en la última sección.				125.	Para evitar doble medición, se restaron las importaciones de GLP del escenario real (MGLP_ER), al encontrarse incluidas en las importaciones potenciales.
					126.	Los GEI más importantes son el dióxido de carbono (CO2), metano (CH4) y óxido de nitrógeno (N2O).
					127.	El Protocolo de Kioto es uno de los primeros acuerdos para reducir las emisiones de GEI a la atmósfera. Fue establecido en 1997 y entró en vigor en 2005.
					128.	Basadas en el Decreto Supremo N° N° 064-2010-EM Política Energética Nacional del Perú 2010-2020 y la Ley N°28611 Ley General del Ambiente.
					129.	Tal es el caso del carbón y diésel 2 en la generación eléctrica, el petróleo industrial 6 o el carbón en el sector industrial, y de gasolinas o diésel 2 para los vehículos convertidos.
					130.	A pesar de que el CO2 no constituye la totalidad de las emisiones de GEI, representa cerca de 80% de los mismos. Asimismo, a pesar de que las actividades de combustión generan también emisiones de metano (CH4) y óxido de nitrógeno (N2O), representan solo un pequeño porcentaje (menos del 2%) (IPCC, 2007).
					131.	Por lo tanto, una de las limitaciones del presente informe es no considerar las emisiones de gases contaminantes diferentes al CO2. Asimismo, no se consideran algunos efectos que pueda tener el uso de GN sobre otros combustibles fósiles en otras áreas de influencia (i.e. producción, transporte), lo cual se conoce como leakage emissions.
					132.	Los países que participan en dicho mecanismo son los EU-28 más Islandia, Noruega y Liechtenstein.
					133.	Este mecanismo aplica para los sectores industriales más intensivos en energía (generación eléctrica, acero, vidrio, etc.), incluyendo el sector aerocomercial.
					134.	Los periodos han sido 2005-2007, 2008-2012 y el vigente a la fecha que abarca 2013-2020.
					135.	Entre el periodo 2005-2013 se comercializaron cerca de 18,860

48

249

	millones de tCO ₂ e (toneladas de CO ₂ equivalentes). En la primera fase (2005-2008), el promedio de emisiones de CO2 comercializadas en el EU ETS fue 2,235 millones de tCO ₂ e por año, mientras que en la segunda fase (2008-2012) el promedio se redujo a 2,000 millones de tCO ₂ e por año.		144.	El precio promocional fue US\$ 0.80 por millón de BTU en boca de pozo, el cual estuvo vigente hasta setiembre de 2012.	partes del automóvil.
136.	Para el precio de 2004 se consideró el promedio anual de 2005. Uno de las razones para explicar el decrecimiento de los precios de EUA es el efecto de la crisis económica europea. Por esto, al reducirse la producción industrial, las empresas se vieron con excedentes de derechos de emisión, creando una sobre oferta.		145.	<i>Design, finance, build, own, operate and transfer</i> o diseño, financiamiento, construcción, ser propietario, operación y transferencia al Estado Peruano.	155. Ver mayor detalle en http://www.andina.com.pe/agencia/noticia-peru-se-alista-para-promover-exploracionhidrocarburos-no-convencionales-515082.aspx
137.	La Tasa Social de Descuento (TSD) es una herramienta para medir el costo de oportunidad del dinero que se invierte en los proyectos de inversión pública (PIP) en el Perú. Es decir, es el retorno de invertir un nuevo sol (S/.) en PIP. Para la actualización a valores de 2013, se utilizó la TSD de 9% establecida por el MEF para los proyectos de inversión pública, pero se ajustó por la inflación y devaluación promedio del periodo 2004-2013 resultando en una TSD ajustada de 14.09%.		146.	Front End Engineering and Design es el estudio de ingeniería básica que deberá ser elaborado.	
138.	Ver IPCC (2007).		147.	El factor de competencia para dichas concesiones fue el menor precio de potencia instalada solicitado.	
139.	Ver el Inventario de GEI actualizado para 2009. Proyecto Planificación ante el Cambio Climático (Plan CC) Perú, 2013.		148.	El establecimiento de zona geográfica para el desarrollo de un polo petroquímico en San Juan de Marcona se realiza por medio de la R.M. N° 042-2009-MEM-DM. Posteriormente se modifica y se promulga la R.M. 118-2010-MEM-DM.	
140.	De acuerdo con Mendiola et al. (2012), se señala que el periodo de construcción de centrales térmicas es aproximadamente 20 meses, mientras que para las centrales hidráulicas podría llegar a ser entre cuatro y cinco años. Si se considera el tiempo para la aprobación de las autorizaciones de construcción, estudios de ingeniería e impacto ambiental y el relacionamiento comunitario, el tiempo se puede extender de ocho a 10 años.		149.	Se estima que las reservas probables pueden triplicar las reservas de Camisea. Ver mayor detalle en http://gestion.pe/economia/reservas-gas-lote-76-podrian-llegar-tres-camiseas-2080351	
141.	Esta metodología toma el marco teórico de Sarango (2005).		150.	En 2013 se importaron 365,085 ton de urea, sobre todo de Rusia y China (59% y 35% del total importado, respectivamente). En el caso de la importación de nitrato de amonio, en 2013 se alcanzaron 53, 326 ton a un precio promedio de US\$ 374/ton. Ver más detalles en http://www.agrodataperu.com/2014/01/urea-peru-importacion-diciembre-2013.html	
142.	Dicho porcentaje corresponde a la división de autos convertidos activos y el número del parque automotor. La primera información se obtuvo de Infogas, mientras que la segunda del Ministerio de Transportes y Comunicaciones (Anuario Estadístico 2013, página 87).		151.	Según el numeral 1.2 de la Directiva de Reclamos, la audiencia de conciliación es el acto del procedimiento en el que las partes pueden solucionar de mutuo acuerdo el reclamo en segunda instancia ante un representante de Osinergmin.	
143.	La elaboración de este factor de contaminación según la antigüedad del vehículo se ha basado en Lara et al. (2009), que proporciona las emisiones de CO ₂ (gr/km) según la antigüedad, desde cero años hasta 24 años.		152.	Ver mayor detalle en http://elcomercio.pe/economia/peru/comienzan-estudio-gasoducto-hacia-norte-peru-noticia-1744657	
			153.	Ver mayor detalle en http://gestion.pe/empresas/mem-autorizaingreso-pluspetrol-como-socio-hunt-oil-y-repsol-lote-76-2093126	
			154.	El estireno es un producto intermedio de la cadena de valor del etano y es utilizado para la producción de materiales para construcción, artículos de uso doméstico y en gran parte para la manufactura de	





Fuente: Shutterstock.



Fuente: Shutterstock.



Foto: Central termoelectrica Ventanilla, Lima-Perú.

Bibliografía

Asociación de Ciencias Ambientales (2013). **¿Qué es la pobreza energética?**(<http://www.cienciasambientales.org.es/index.php/cambio-climatico-y-sector-energetico/pobreza-energetica.html>).

American Chemistry Council (2011). **Shale Gas and New Petrochemicals Investment: Benefits for the Economy, Jobs and US Manufacturing** (www.americanchemistry.com/Media/PressReleasesTranscripts/ACC-news-releases/ACC-Publishes-2013-Comprehensive-Economic-Profile.html).

Apoyo & Asociados (2014). **Bonos Corporativos PERU LNG**. Documento elaborado para la ratificación de rating de PERU LNG.

Apoyo Consultoría (2007). **Proyecto Camisea: Impacto sobre el mercado del gas natural y estimación de los beneficios económicos**. Documento elaborado para el Banco Interamericano de Desarrollo.

Banco Mundial (1999). **Perú: reforma y privatización en el sector hidrocarburos**.

Banco Central de Reserva del Perú (2014). **Reporte de inflación julio 2014. Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2014-2016** (www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2014/julio/ reporte-de-inflacion-julio-2014.pdf).

Banco Interamericano de Desarrollo, LAC SE4ALL. **Energía sostenible para todos en América Latina y El Caribe**.

Baumol, W.; Panzar, J. y R. Willig (1982). **Contestable Markets and the Theory of Industry Structure**. Harcourt Brace Jovanovich, Inc. Nueva York, Estados Unidos.

Bazán, G. (2008). **Gas natural licuado (GNL), hacia un mercado global. Energía a debate** (www.energiaadebate.com/Articulos/Julio2008/Bazan/GlJulio2008.htm).

Boardman, B. (1991). **Fuel Poverty: From Cold Homes to Affordable Warmth**. Belhaven Press. Londres, Gran Bretaña.

Bolsa de Valores de Lima (2012). **Memoria Anual Cálidda**. Lima, Perú.

Bolsa de Valores de Lima (2013). **Memoria Anual TGP**. Lima, Perú.

British Petroleum (2014). **BP Energy Outlook 2035**.

British Petroleum (2014). **Statistical Review of World Energy 2014 - full report**.

Burridge, E. y A. Brice (2011). **Petrochemicals: Challenges in the Styrene Market**. ICIS (www.icis.com/Articles/2011/12/05/9513409/petrochemicals-challenges-in-the-styrene-market.html).

Cálidda-Gas Natural del Perú (4 de julio 2014). **Nuestro respaldo: Grupo Energía de Bogotá** (www.calidda.com.pe/respaldo.htm).

Calvo, E. (2011). **El gas natural, un puente hacia 2030 para frenar el cambio climático**. Observatorio de Inversiones del Instituto de Estrategia Internacional, Oxford University Press. Gran Bretaña.

Campodónico, H. (1998). **Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú**. Documento de Trabajo 12, Cepal. Santiago de Chile, Chile.

Campodónico, H. (1999). **La industria de gas natural y su regulación en América Latina**. Revista Cepal, Cepal. Santiago de Chile, Chile.

Cárdenas, M. (2013). **Proyectos petroquímicos en el país. Presentación realizada para el XI CEU Osinergmin**.

COES SINAC (2004-2013). **Estadística Anual y Memoria Anual**. Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional.

ComexPerú (2010). **El proyecto de inversión más grande en la historia del Perú**.

Comisión de la Promoción de la Inversión Privada (20 de octubre del 2000). **Contrato de concesión de transporte de gas natural por ductos de Camisea al City Gate, Lima, Perú**.

Comisión de la Promoción de la Inversión Privada (28 de noviembre del 2000). **Contrato de licencia para la explotación de hidrocarburos en Lote 88**. Lima, Perú.

Dammert, A. y F. Molinelli (2006). **¿Qué significa el Proyecto Camisea? Documento de Trabajo 23, Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin**. Lima, Perú.

Dammert, A.; García, R. y A. Vásquez (2006). **Efectos económicos del proyecto Camisea, 2005-2014. Documento de Trabajo 14, Oficina de**

Estudios Económicos-Osinergmin. Lima, Perú.

Dammert, A.; García, R. y F. Molinelli (2008). **Regulación y supervisión del sector eléctrico**. Primera edición, Fondo Editorial PUCP. Lima, Perú.

Derecho, ambiente y recursos naturales (2012). **El proyecto de exportación PERÚ LNG y la gobernanza energética nacional**.

Diario Andina (17 de julio de 2014). **Perú se alista para promover exploración de hidrocarburos no convencionales** (www.andina.com.pe/agencia/noticia-peru-se-alista-para-promover-exploracion-hidrocarburos-no-convencionales-515082.aspx>).

Diario El Comercio (13 de noviembre de 2013). **Petrobras cerró la venta de sus activos en Perú a CNPC por US\$ 2,600 millones** (http://elcomercio.pe/economia/peru/petrobras-confirmo-hoy-venta-sus-activos-cnpc-us2600-noticia-1658303).

Diario El Comercio (30 de abril de 2014). **El recorrido de Camisea, un proyecto que esperó dos décadas** (http://elcomercio.pe/economia/peru/recorrido-camisea-proyecto-que-espero-dos-decadas-noticia-1726181). Lima, Perú.

Diario El Comercio (22 de julio de 2014). Artículo: **Comienzan el estudio de un gasoducto hacia el norte del Perú** (www.elcomercio.pe/economia/peru/comienzan-estudio-gasoducto-hacia-norte-peru-noticia-1744657). Lima, Perú.

Diario Gestión (2 de mayo de 2014). **Invertirán US\$ 174 millones en busca de más gas en Lote 58** (http://gestion.pe/empresas/invertiran-us-174-millones-busca-mas-gas-lote-58-2096135). Lima, Perú.

Diario Gestión (30 de noviembre de 2010). **El Estado obtendrá mayores regalías por exportación de Gas. Energy Information Administration, Annual Energy Outlook 2014 Early Release Overview**(http://gestion.pe/noticia/677062/estado-obtendra-mayores-regalias-exportacion-gas).Lima, Perú.

Diario Gestión (3 de junio de 2014). **Reservas de gas natural del Lote 76 serían más grandes que Camisea, afirma Mayorga** (http://gestion.pe/economia/reservas-gas-natural-lote-76-serian-mas-grandes-que-camisea-afirma-mayorga-2099242).

Diario La República (5 de agosto de 2014). **Recuperan el Lote 88 de Camisea para el mercado nacional** (www.larepublica.pe/05-08-2014/recuperan-el-lote-88-de-camisea-para-el-mercado-nacional).

Diario Los Andes (23 de julio de 2014). **Puno es parte de la reserva de gas más grande del Perú** (www.losandes.com.pe/Nacional/20140115/77773.html). Puno, Perú.

Diario Oficial El Peruano (1º de junio de 2014). **El Gasoducto Sur Peruano será construido con mayor eficiencia** (www.elperuano.pe/Edicion/noticia-el-gasoducto-sur-peruano-sera-construido-mayor-eficiencia-19853.aspx#.U7Qz7ZR5NZg). Lima, Perú.

Diario Oficial El Peruano (1 de junio de 2014). **Megaproyecto beneficiará a 600,000 familias con gas barato** (http://www.elperuano.com.pe/edicion/noticia-megaproyecto-beneficiara-a-600000-familias-gas-barato-19879.aspx#.U7rM7pR5NZg).

Diario Perú 21 (30 de junio de 2014). **Odebrecht y Enagás ganan proyecto para construir Gasoducto del Sur** (http://peru21.pe/economia/gasoducto-sur-peruano-odebrecht-enagas-gasoducto-sur-proinversion-2189931).

Díaz, R. (2006). **GNL: Un mercado global. Anuarios de mecánica y electricidad**. Escuela Técnica y Superior de Ingeniería.

Dirección General de Hidrocarburos (2008). **Ventaja del uso del gas natural en la industria**. Ministerio de Energía y Minas. Lima, Perú.

Energy Information Administration (2011). **World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States**. Estados Unidos.

Energía y Negocios. Revista Eléctrica del Perú (2014). **Avances en la inserción del gas natural para llegar a todo el Perú**. Lima, Perú.

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (2014). PERU LNG SRL.

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A. (2014). Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP).

Espinoza, L. (2000). **Camisea: Impacto en el sector eléctrico**.

European Commission (2013). **EU Emissions Trading System 2005-2012** (http://ec.europa.eu/clima/policies/ets/pre2013/index_en.htm).

Fondo de Inclusión Social Energética (2014). **Propuesta metodológica para el logro del acceso universal a la energía en el Perú**.

Gallardo, J.; García, R. y R. Pérez-Reyes (2005). **Determinantes de la inversión en el sector eléctrico peruano. Documento de Trabajo 3, Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin**. Lima, Perú.

García, R. y A. Vásquez (2004). **La Industria del gas natural en el Perú. Documento de Trabajo 1. Oficina de Estudios Económicos–Osinergmin**. Lima, Perú.

García, R.; Nario, T. y R. Pérez-Reyes (2011). **Valorización de las externalidades y recomposición del parque óptimo de generación eléctrica. Documento de Trabajo 28, Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin**. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2003). **Estudio para la fijación de tarifas de la red de transporte del gas natural de camisea al City Gate. Osinergmin**. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2004). **Tarifas finales para las otras redes de distribución de gas natural de Lima y El Callao**. División de gas natural. Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2005-2012). **Boletín anual de operación del sector eléctrico y anuario estadístico**. Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2008a). **Regulación del gas natural en el Perú-Estado del arte a 2008. Osinergmin**. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2008b). **Inserción del gas natural en el Perú: hoja de ruta para su desarrollo**. División de Gas Natural, Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2009a). **Impacto de la GRP de Camisea. Publicación de distribución gratuita, Osinergmin**. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2009b). **Acceso al gas natural y viabilidad de nuevos suministros. División de Gas Natural. Osinergmin**. Lima, Perú.

Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria (2009c). **Plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción en la concesión de distribución de gas natural de Lima y El Callao periodo 2014-2018**. División de Gas Natural, Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia de Fiscalización de Gas Natural. **Boletín Informativo de Gas Natural 2013-II** (http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-gas-natural.pdf).Osinergmin. Lima, Perú.

Gerencia de Fiscalización de Gas Natural (2014). **Proyecto: Sistema de transporte de gas natural por ductos de Camisea al sur del país** (Gasoducto Sur Peruano). Osinergmin. Lima, Perú.

Grupo Energético Aguaytía (2014) (http://www.aguaytia-energy.com/i_energy01.htm).

Grupo Energía de Bogotá (4 de julio de 2014). **Nuestras empresas: Contugas S.A.C.** (www.grupoenergiadebogota.com/nuestras-empresas/empresas-controladas/contugas).

Gutiérrez, C. (2013). **Oportunidades para el desarrollo de la industria petroquímica en el Perú. III Conferencia Petroquímica Perú 2013**. Lima, Perú.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2013). **Evolución de la pobreza monetaria 2009-2013** (http://www.inei.gob.pe/media/cifras_de_pobreza/infor metecnico.pdf).

International Energy Agency (2010). **The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport**. IEA. París, Francia.

nternational Energy Agency (2011). **Are We Entering a Golden Age of Gas? World Energy Outlook 2011-Special Report**.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2000). **Good Practice Guidance**. IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). **Climate Change 2007: Synthesis Report** (http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/syr/ar4_syr.pdf).

ITIE Perú (2009). **Informe final del servicio de consultoría para la elaboración del estudio de conciliación nacional de la iniciativa para**

la transparencia de las industrias extractivas-ITIE Perú. Convenio de Donación TF057870. Lima, Perú.		
KPMG (2010). The Outlook for the U.S Chemical Industry.		
Lara, C.; Mendoza, J.; López, M.; Téllez, R.; Martínez, W. y E. Mercedes (2009). Propuesta metodológica para la estimación de emisiones vehiculares en ciudades de la República de México. Secretaría de Comunicaciones y Transporte, Instituto Mexicano del Transporte.		
Laugier, J. (2014). Ethylene production growth drives new global industry standards. Hydrocarbon Processing.		
Lenz, A. y J. Lafrance (1996). The chemical industry. U.S. Department of Commerce. Estados Unidos.		
LNG Shipping News (23 de enero de 2014). Shell Takes Over Entire Stream LNG Fleet. Londres, Gran Bretaña.		
López, S. (2008). Consideraciones técnicas y económicas de vehículos a gas natural. Tesis para optar el título de Ingeniería Mecánico, Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.		
Macroconsult (2001). Impacto Macroeconómico del Proyecto Camisea. Lima, Perú.		
Macroconsult (2004). Un nuevo jugador en el mercado: el gas natural de Camisea. Reporte Económico Mensual Sectorial. Lima, Perú.		
Martínez, R. (2013). El desarrollo de la industria petroquímica en el país. III Conferencia Petroquímica Perú 2013. Lima-Perú.		
Mayorga, E. (2012). Camisea, gas la energía que cambio el Perú. Lima: Laub & Quijandría. Lima, Perú.		
Mendiola, A.; Aguirre, C.; Aguilar, O.; Castillo, S.; Giglio, G.; y Maldonado, W. (2012). Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas? Universidad ESAN. Lima, Perú.		
Ministerio de Economía y Finanzas (2014). Anexo SNIP 10 – Parámetros de Evaluación (http://www.mef.gob.pe/contenidos/inv_publica/docs/anexos/2014/Anexo-SNIP%2010-Ptros-de-Evaluaci-%28v.actual-07-04-2014%29-.pdf).	Ministerio de Economía y Finanzas (2014). Marco Macroeconómico Multianual 2015-2017 Revisado (http://www.mef.gob.pe/contenidos/pol_econ/marco_macro/MMM2015_2017_Rev.pdf). Lima, Perú.	
	Ministerio de Economía y Finanzas (26 de junio de 2014). Portal de transparencia económica-Consulta de transferencias a gobiernos nacionales, regionales y locales. (http://apps5.mineco.gob.pe/transferencias/gl/default.aspx).	
	Ministerio de Energía y Minas (20 de octubre del 2000). Contrato de concesión de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Lima y la provincia constitucional de El Callao. Lima, Perú.	
	Ministerio de Energía y Minas (2002). Archivos: Proyecto Camisea. (http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/proyectocamisea(1).pdf).	
	Ministerio de Energía y Minas (2002). Usos y ventajas del gas natural en el sector residencial y comercial. Dirección General de Hidrocarburos. Lima, Perú.	
	Ministerio de Energía y Minas, ProInversión (14 de abril de 2008). Contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, Lima, Perú.	
	Mosquera, J.; Fernández, S. y J. Mosquera (agosto de 2010). Análisis de Emisiones de CO ₂ para diferentes combustibles en la población de taxis en Pereira y Dosquebradas. Scientia et Technica Año XVI, No 45. Universidad Tecnológica de Pereira, ISSN 0122-1701. Colombia.	
	Nijboer, M. (2010). The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport. International Energy Agency.	
	OMS (2007). Energía doméstica y salud: Combustibles para una vida mejor (www.who.int/indoorair/publications/fuellorlife_es.pdf).	
	OMS (2011). Estadísticas sanitarias mundiales 2011 (www.who.int/whosis/whostat/ES_WHS2011_Full.pdf?ua=1).	
	Osinerghmin (26 de junio de 2014). Empresas concesionarias y licenciatarias (www2.osinergh.gob.pe/Pagina%20Osinerghmin/Gas%20Natural/Contenido/conce001.html).	
	Pedraglio, S. (2012). Camisea, ¿para quién es el gas? Entre el consumo interno y la explotación. Grupo Propuesta Ciudadana.	nacional(www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5591&SEC=22).
	Pérez, P. (2010). Propuesta para conversión del parque automotor de Lima y El Callao para el uso de gas natural. Tesis para optar el título de Ingeniería Industrial, Pontificia Universidad Católica del Perú. Lima, Perú.	ProInversión (1º de julio de 2014). Masificación del uso de gas natural a nivel nacional (www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5587).
	Planificación ante el Cambio Climático (2013). actualización del inventario nacional de gases de efecto invernadero al año 2009. Proyecto Planificación ante el Cambio Climático. Lima, Perú.	ProInversión (3 de julio de 2014). MEM suscribió contratos de inversión con Samay I y con Enersur para desarrollar nodo energético (www.proinversion.gob.pe/modulos/NOT/NOT_DetallarNoticia.aspx?ARE=0&PFL=1&NOT=2423).
	Pontificia Universidad Católica del Perú: Noticias (6 de mayo de 2013). Informe: situación energética en el Perú. Lima, Perú.	Quispe, E. (2013). Efectos de la industria del gas natural en el empleo. Presentación realizada para el II Congreso Internacional del gas natural. Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo. Lima, Perú.
	Programa Canon (2009). Manual de Gestión del Canon. Corporación Financiera Internacional (ICF). Lima, Perú.	Ramírez, E. (4 y 5 julio de 2012). Gas Natural en Latinoamérica. Exposición realizada en la Tercera Conferencia Gas Natural Perú. Lima, Perú.
	Programa de Vigilancia Ciudadana (2011). Informe de Transparencia: Conciliación entre ingresos y gastos por canon minero, gasífero y regalías. Grupo Propuesta Ciudadana. Lima, Perú.	Repsol (2014). Estados financieros, primer trimestre 2014. (www.repsol.com/imagenes/pe_es/Resultados_1T_2014_tcm18-682078.pdf).
	ProInversión (2014). Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano (www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5675).	Ríos, A. (2012). El gas de Camisea: Un regalo de Dios. Universidad Esan.(www.esan.edu.pe/conexion/actualidad/2012/08/06/gas-camisea-energia/)
	Proinversión (16 de julio de 2013). Contrato de Asociación Público Privada para la Inserción del uso del gas natural utilizando Gas Natural Comprimido (GNC) a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno. Lima, Perú.	Ríos, A. (2013). Visión de la petroquímica en Latinoamérica. III Conferencia Petroquímica Perú 2013. Lima, Perú.
	ProInversión (25 de julio de 2013). Contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos – Concesión norte. Lima, Perú.	Rojas, F. (2012). Estudio sobre la utilización de canon y regalías en la inversión de capital humano en materia de educación, salud y fomento del empleo. Informe final-consultoría para Ministerio de Economía y Finanzas. Lima, Perú.
	ProInversión (25 de julio del 2013). Contrato de concesión del sistema de distribución de gas natural por red de ductos – Concesión sur oeste. Lima, Perú.	Samay I y Enersur (enero, 2014). Contratos de compromiso de inversión: nodo energético en el sur del Perú. Lima-Perú.
	ProInversión (2014). Sistema de abastecimiento de GLP para Lima y El Callao (www.proyectosapp.pe/modulos/JER/PlantillaProyecto.aspx?ARE=0&PFL=2&JER=5425&SEC=22).	Sánchez, P. (2011). La importancia de las energías renovables para la preservación del ambiente. Presentación realizada para el Seminario Internacional sobre la Ejecución, Financiamiento y Operación de las Fuentes de Energía Renovable. Lima, Perú.
	ProInversión (2014). Sistema de abastecimiento de LNG para el mercado	

Secretaría de Energía. **Prospectiva del mercado de gas natural 2012-2016**. Gobierno Federal de México.

Shy, O. (2001). **The Economics of Networks Industries**. Cambridge University Press.

Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (2012). **Sistemas de transporte de gas natural**. Informe Quincenal. Lima, Perú.

Spulber, D. (1989). **Regulation and Markets**. Cambridge, Mass. The MIT Press.

Tapia, H. y C. Torres (2007). **Abastecimiento de gas natural**. Pontificia Universidad Católica de Chile.

United States Environmental Protection Agency (2014). **Glossary of Climate Change Terms** (<http://www.epa.gov/climatechange/glossary.html>).

Vásquez, A. (2006 a). **Principios económicos de la industria de gas natural. Presentación realizada para el IV Curso de Extensión Universitaria-Osinergmin**. Lima, Perú.

Vásquez, A. (2006 b). **La organización económica en la industria de hidrocarburos en el Perú: el mercado del gas licuado de petróleo**. Revista de la Competencia y la Propiedad Intelectual. Lima, Perú.

Vásquez, A.; García, R y E. Ruíz (2013a). **Análisis de la evolución e integración de los mercados internacionales de gas natural. Documento de Trabajo 30**. Oficina de Estudios Económicos-Osinergmin. Lima, Perú. (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT30%20OEE-Integracion%20Mercados%20Gas.pdf?1).

Vásquez, A.; García, R.; Cueva, S.; Nario, T. y C. Salazar (2012). **Reporte de Análisis Económico Sectorial** (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/RAES/RAES%20-%20Gas%20Natural%20-%20Diciembre%202012%20-%20OEE-OS.PDF). Gas Natural, Año 1-2, Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A.; García, R.; Miranda, C. y J. Cabrera (diciembre de 2013). **Reporte semestral de monitoreo del mercado de gas natural**. (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/ReportesMercado/RSMGMN-I-2013.pdf). Primer Semestre de 2013, Año

2–3, Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A.; García, R.; Nario, T y J. Cabrera (2013b). **Reporte de Análisis Económico Sectorial** (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/RAES/RAES%20-%20Gas%20Natural%20-%20Diciembre%202013%20-%20OEE-OS.pdf). Gas Natural, Año 2– 3, Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A.; García, R.; Nario, T y S. Cueva (2012). **Reporte semestral de monitoreo del mercado de gas natural** (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/ReportesMercado/RSMGMN-I-2012.pdf). Primer Semestre de 2012, Año 1–1, Oficina de Estudios Económicos, Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A.; García, R.; Quintanilla, E.; Salvador, J. y D. Orosco (2012). **Acceso a la energía en el Perú: algunas opciones de política** (www.osinergmin.gob.pe/newweb/uploads/Estudios_Economicos/DT29%20Acceso%20a%20la%20Energia%20en%20el%20Peru.pdf?2). Documento de Trabajo 29, Oficina de Estudios Económicos–Osinergmin. Lima, Perú.

Vásquez, A. (2014). **Economía de la generación eléctrica. Materiales de Clase, XII Curso de Extensión Universitaria-Osinergmin**. Lima, Perú.

Zimmermann, J. (2008). **Canon y regalías: distribución y uso en los gobiernos subnacionales**. Documento 2, Programa Gobernabilidad e Inclusión GTZ. Lima, Perú.





BCM	Billones de metros cúbicos (BCM, por sus siglas en inglés)
BCRP	Banco Central de Reserva del Perú
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
BM	Banco Mundial
BNDES	Banco Nacional de Desarrollo Económico y Social de Brasil
BTU	Unidad térmica británica (BTU, por sus siglas en inglés)
GNLC (Cálidda)	Gas Natural de Lima y Callao S.A
CECAM	Comité Especial del Proyecto Camisea
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México
CH4	Metano
CNPC	China National Petroleum Corporation
CO ²	Dióxido de carbono
COFIDE	Corporación Financiera de Desarrollo
COGA	Compañía Operadora de Gas del Amazonas
COPRI	Comisión de Promoción de la Inversión Privada
Ctsv.	Centavos
DGAES-MEF	Dirección General de Asuntos Económicos y Sociales del Ministerio de Economía y Finanzas
DGAEE	Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del Ministerio de Energía y Minas
DGTP-MEF	Dirección General del Tesoro Público del Ministerio de Economía y Finanzas
D.S.	Decreto Supremo
EEB	Empresa de Energía de Bogotá
EIA	Energy Information Administration
EU ETS	Europe Union Emissions Trading System
FEED	Front End Engineering and Design
FD	Factor de Descuento
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético

Glosario

FOCAM	Fondo de Desarrollo Socioeconómico de Camisea.
GART-Osinergmin	Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria de Osinergmin
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GFGN-Osinergmin	Gerencia de Fiscalización de Gas Natural de Osinergmin
GJ	Gigajoule
GLP	Gas Licuado de Petróleo
GMP	Graña Montero Petrolera S.A
GN	Gas Natural
GNC	Gas Natural Comprimido
GNCC	Gas Natural Ciclo Combinado
GNCS	Gas Natural Ciclo Simple
GNL	Gas Natural Licuefactado
GNV	Gas Natural Vehicular
GRP	Garantía por Red Principal
GSP	Gasoducto Sur Peruano
IEA	International Energy Agency
JARU-Osinergmin	Junta de Apelaciones y Reclamos de Usuarios de Osinergmin
Ha	Hectárea
HH	Marcador Henry Hub
Indecopi	Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual
Km	Kilómetros
LGN	Líquidos de Gas Natural
MBls	Miles de barriles
MBPD	Miles de barriles por día
MINEM	Ministerio de Energía y Minas
MINTRA	Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo
MMBls	Millones de barriles
MMGJ	Millones de gigajoules
MMPC	Millones de pies cúbicos
MMTMA	Millones de toneladas métricas anuales
MTMA	Miles de toneladas métricas anuales
N ₂ O	Óxido de nitrógeno

NBI	Necesidades Básicas Insatisfechas
NTP	Norma Técnica Peruana
OEFA	Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental
OMS	Organización Mundial de la Salud
ONU	Organización de las Naciones Unidas
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PC	Punto de Conexión
PMT	Programa Mínimo de Trabajo
POC	Puesta en Operación Comercial
PR1	Precio de referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el mercado relevante
R.M.	Resoluciones Ministeriales
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional
SNMPE	Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía
SUNAFIL	Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral
SUNAT	Superintendencia Nacional de Aduanas y de Administración Tributaria
tCO ²	Toneladas de dióxido de carbono
tCO ² e	Toneladas de dióxido de carbono equivalente
TPC o TCF	Tera pies cúbicos (TCF, por sus siglas en inglés)
TGI	Transportadora de Gas del Interior
TGNCA	Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino
TGP	Transportadora de Gas del Perú
TUD	Tarifa Única de Distribución
US\$	Dólares estadounidenses

Semblanza

Alta Dirección de Osinergmin

En el año 2014, la Alta Dirección de Osinergmin acordó poner a disposición de la ciudadanía una serie de libros que explicaran, a los diferentes grupos de interés, las características tecnológicas, la organización industrial y de mercado, así como la regulación y supervisión de los sectores de energía y minería bajo el ámbito de competencia de Osinergmin. Para lograr este objetivo, los libros se redactaron pensando no solo en investigadores, profesionales interesados en los sectores minero-energéticos y servidores públicos, sino también en la ciudadanía en general, por lo cual se utilizó un lenguaje sencillo, didáctico, muy ilustrativo y accesible.

La colección de libros **Las industrias de la energía y minería en el Perú** se constituye en el cuerpo del conocimiento (*body of knowledge*) sobre la economía y regulación de los sectores supervisados por Osinergmin. Esperamos que esta colección contribuya a la difusión del saber alcanzado en torno a estas industrias tan importantes para el desarrollo de la economía peruana. Presentamos aquí una semblanza de la Alta Dirección de Osinergmin, la cual hizo posible la realización de esta colección.



CONSEJO DIRECTIVO

Ing. Jesús Tamayo Pacheco

Editor de la Serie



El ingeniero Jesús Tamayo Pacheco es el actual Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha sido Miembro Colegiado del Tribunal de Solución de Controversias en el Organismo Supervisor de la Inversión en Infraestructura de Transporte de Uso Público (Ositran) y de diversos Cuerpos Colegiados Ad hoc de Osinergmin. Ha ocupado varios cargos públicos de alta dirección en el sector público. Asimismo, ha sido Jefe del Área Técnica del Fondo Italo-Peruano, así como director de Osinergmin y Ositran. Jesús Tamayo es ingeniero mecánico electricista, graduado de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Realizó una maestría en Regulación de Servicios Públicos en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y cuenta con un diplomado en la especialidad de Administración del Programa Avanzado de Administración de Empresas de la Universidad ESAN.

Ing. Carlos Barreda Tamayo



El ingeniero Carlos Barreda Tamayo es el actual Vice-Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin. Se ha desempeñado en cargos de responsabilidad gerencial en temas regulatorios, económicos y técnicos en Telefónica del Perú y el Organismo de Supervisión de la Inversión en Telecomunicaciones (Osiptel). Ha sido docente de posgrado en materia de regulación económica en la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y en la Universidad de Lima. Se desempeña como consultor en temas de responsabilidad social, estrategia corporativa y regulación. Carlos Barreda es ingeniero economista de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI) y Magíster en Administración (MBA) de la Universidad del Posee una especialización en Estudios Avanzados de Regulación de la Escuela de Negocios Eli Broad, de la Universidad de Michigan.

Dr. José Ignacio Távara Martín



Doctor en Economía (Ph.D.) por la Universidad de Massachusetts, Magíster en Economía por la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP), Magíster en Gestión y Política Universitaria por la PUCP y la Universidad de Barcelona, y graduado en Ingeniería Industrial de la Universidad Nacional de Ingeniería, ha sido Presidente del Consejo Directivo del Consorcio de Investigación Económica y Social (CIES), Vicepresidente del Consejo Directivo de Osiptel, miembro del Consejo Consultivo de Radio y Televisión (CONCORTV), Viceministro de Comunicaciones y Defensor Adjunto para los Servicios Públicos en la Defensoría del Pueblo.

Se ha desempeñado como investigador visitante en el Saint Antony's College, de la Universidad de Oxford y consultor de entidades públicas, asociaciones empresariales y agencias de cooperación. Ha sido Jefe del Departamento de Economía de la PUCP. Es autor de publicaciones sobre temas vinculados a la producción a pequeña escala y el desarrollo local, políticas de competencia y reformas en la regulación de los monopolios. A la fecha, se desempeña como Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin y Profesor del Departamento de Economía de la PUCP.

Eco. Fénix Suto Fujita



El economista Fénix Suto Fujita es Miembro del Consejo Directivo de Osinergmin. Ha asumido cargos en la administración pública como Asesor Financiero de la Dirección General de Concesiones en Transportes en el Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC) y Economista de la Gerencia de Supervisión en Ositran. Es consultor en temas económicos, financieros y regulatorios tanto en entidades públicas como privadas, tales como el Instituto de Regulación y Finanzas de ESAN, la Universidad ESAN, así como de manera independiente. Es actualmente profesor de Finanzas de la Universidad ESAN. Fénix Suto es Licenciado en Economía de la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP) y es MBA de la Universidad ESAN, con especialización en Finanzas.

ALTA GERENCIA

Ing. Julio Salvador Jácome, DBA



Editor de la Serie

El ingeniero Julio Salvador Jácome es Gerente General de Osinergmin. Ha tenido a su cargo la Jefatura de Planeamiento de la empresa de transmisión eléctrica Etecen. Asimismo, se ha desempeñado como Asesor de la Alta Dirección en el Ministerio de Energía y Minas y fue Director de la empresa de distribución eléctrica SEAL de Arequipa. Inició su carrera en Osinergmin en 2001 como supervisor de la Gerencia de Fiscalización Eléctrica. Posteriormente, se desempeñó como Jefe de Planeamiento y Control. En 2002 ocupó el cargo de Gerente de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos y desde 2007 hasta 2012 asumió el cargo de Gerente de Fiscalización de Gas Natural. Es actualmente profesor principal de la Facultad de Ingeniería Eléctrica y Electrónica de la Universidad Nacional de Ingeniería (UNI). Julio Salvador es ingeniero mecánico electricista de la UNI con estudios de maestría en Ingeniería de Sistemas en esa misma universidad, MBA de la Universidad ESAN y Doctor (DBA) en Administración y Dirección de Empresas de la Universidad ESADE/Ramón Llull de España.

Eco. Arturo L. Vásquez Cordano, Ph.D.



Editor General en Jefe de la Serie

El economista Arturo Vásquez Cordano es Gerente de Estudios Económico de Osinergmin. Ha trabajado como analista e investigador para una serie de instituciones, tales como el Ministerio de Agricultura y el Grupo de Análisis para el Desarrollo (Grade). Ha sido también consultor de diferentes instituciones como el Banco Central de Reserva del Perú, el Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y la Protección de la Propiedad Intelectual (Indecopi), las Naciones Unidas (ONU) y la Unidad Reguladora de los Servicios de Energía y Agua del Uruguay (Ursea). Ha sido profesor en la Universidad de Ciencias Aplicadas (UPC), la Universidad ESAN y la Pontificia Universidad Católica del Perú (PUCP). Inició su carrera en Osinergmin en 2003, ocupando la posición de Especialista Económico de la Oficina de Estudios Económicos. Desde 2013 se desempeña como Vice-Presidente y Comisionado de la Comisión de Libre Competencia de Indecopi. Asimismo, es actualmente Profesor de Economía Minera y de Investigación de Operaciones en la Escuela de Postgrado GĖRENS, así como Profesor de Economía del Departamento de Economía de la PUCP. Arturo Vásquez es Licenciado en Economía de la PUCP, Magíster (M.Sc.) en Economía Minera y Doctor (Ph.D.) en Economía de la Minería y Energía, graduado de la Escuela de Minas de Colorado (Colorado School of Mines, Estados Unidos).





Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17

Teléfono: 219 3400 anexo 1057

www.osinergmin.gob.pe

ISBN 978-612-47350-3-5

