

LA INDUSTRIA DE LOS HIDROCARBUROS LÍQUIDOS EN EL PERÚ

20 AÑOS DE APORTE AL DESARROLLO DEL PAÍS

ANEXO DIGITAL

CAPÍTULO 1

Anexo A.1¹

Ubicación y tipos de petróleo

El petróleo y el gas natural (GN) se localizan generalmente en trampas subterráneas de roca porosa recubiertas por roca impermeable de los pliegues anticlinales de la corteza terrestre, que evitan que el petróleo llegue a la superficie. Asimismo, en cuencas sedimentarias formadas a partir de lagos o ríos de épocas anteriores². El petróleo casi siempre está acompañado de otros hidrocarburos (por ejemplo, GN asociado) y agua. Los compuestos que conforman el petróleo se caracterizan por tener diferentes puntos de ebullición, proceso por el cual se pueden separar. Las características que distinguen a los diferentes petróleos y su rendimiento son:

- 1) El punto de ebullición, que define cuán fácil pueden ser separados los compuestos que lo conforman. Se describe mediante la curva TBP (*true boiling point*).
- 2) La gravedad API, indicador del American Petroleum Institute, que mide la viscosidad del petróleo (ver **cuadro A.1-1**).
- 3) Contenido de azufre: a menor cantidad, mayor calidad tiene el petróleo y se le denomina dulce. A mayor cantidad, se le denomina ácido.

Cuadro A.1-1
Tipos de petróleo según su viscosidad

Aceite Crudo	Densidad (g/cm ³)	Densidad grados API
Extrapesado	>1.0	10
Pesado	1.0 - 0.92	10.0 - 22.3
Mediano	0.92 - 0.87	22.3 - 31.1
Ligero	0.87 - 0.83	31.1 - 39
Superligero	< 0.83	> 39

Fuente: Instituto Mexicano del Petróleo en Vásquez (2005a).

Tabla A.1-1
Derivados del Petróleo y los LGN producidos en Perú

Petróleo: productos terminados en refinerías
GLP
Gasolina 97 Octanos
Gasolina 95 Octanos
Gasolina 90 Octanos
Gasolina 84 Octanos
Gasohol 98 Plus
Gasohol 97 Plus
Gasohol 95 Plus
Gasohol 90 Plus
Gasohol 84 Plus
Turbo Jet A-1
Diésel 2

Diésel Marino 2
Diésel B-2/ S50
Diésel B-5
Diésel B-5/ S50
Intermediate Fuel Oil - IFO 180/380
Petróleo Industrial N° 5
Petróleo Industrial N° 6
Petróleo Industrial 500
Asfalto Líquido RC/MC
Asfalto Sólido
Solvente 1
Solvente 3
Naftoil Industrial Premium
Destilados medio para mezclas
HAS/HAL
Petróleo: productos en proceso en refinerías
Gas Seco/ Gas Combustible/ Gas UDP
Gas UDV
Nafta Primaria
Nafta Pesada
Nafta Virgen
Nafta Craqueada
Gasolina Primaria de Exportación/Gasolina Base
Gasolina Natural
Solvente MC
Gasoleo Liviano
Gasoleo Pesado
Material de Corte
Petróleo Ind. Maple
Residual Asfáltico
Crudo Reducido
Slop
Slop Wax
Combustibles Uso Propio
LGN: Productos de Plantas Procesadoras
GLP
Propano
Butano
GN
HAS/HAL
Destilado medio para mezcla

Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

CAPÍTULO 2

(Sin anexo)

CAPÍTULO 3

(Sin anexo)

CAPÍTULO 4

Acápito A.4-1: Registro de Hidrocarburos

El Reglamento del Registro de Hidrocarburos (RH), aprobado por Resolución de Consejo Directivo de Osinergmin N° 191-2011-OS/CD, y sus modificatorias, establece los procedimientos, principios, requisitos, y órganos competentes, aplicables para la inscripción, modificación, suspensión, cancelación y habilitación. El ámbito de aplicación comprende a las personas naturales o jurídicas así como los consorcios, asociaciones en participación u otras modalidades contractuales, que deseen desarrollar las actividades de hidrocarburos señaladas en el Artículo 2^o³. Tanto el listado de los registros hábiles como la documentación, formatos y normativa aplicable, se encuentran disponibles en el portal electrónico del Osinergmin (www.osinergmin.gob.pe).

Listado A.4-1

Principales aspectos económicos y financieros que rigen los contratos que se encuentran regulados en la Ley Orgánica de Hidrocarburos

- El contratista tiene la libre disponibilidad de los hidrocarburos que le correspondan conforme al contrato y puede exportarlos libres de todo tributo.
- El contratista tiene derecho a usar en sus operaciones los hidrocarburos producidos en el área del contrato, sin costo alguno.
- En caso de emergencia nacional declarada por Ley, en virtud de la cual el Estado deba adquirir hidrocarburos de los productores locales, la adquisición se efectuará a precios internacionales, de acuerdo con los mecanismos de valorización y de pago que se establezca en el contrato.
- El GN que no es utilizado en las operaciones puede ser comercializado, reinyectado al reservorio, o ambos, por el contratista. Si el gas no es utilizado según lo antes descrito, puede ser quemado previa aprobación del Ministerio de Energía y Minas (MEM).
- Tanto la regalía de los contratos de licencia, como las retribuciones de los contratos de servicios, se determinan en función a la producción fiscalizada de hidrocarburos provenientes del área del contrato⁴. El contratista puede pagar la regalía en efectivo de acuerdo con mecanismos de valorización y pago que se establecen en cada contrato, teniendo en cuenta que los hidrocarburos líquidos deben de valorizarse tomando como base precios internacionales, y el GN tomando como base precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso.
- La regalía es considerada como gasto.
- Los contratistas pueden llevar su contabilidad en moneda extranjera de acuerdo con las prácticas contables aceptadas en el Perú, y están sujetos al régimen tributario común del impuesto a la renta (IR) y a las normas de la Ley Orgánica de Hidrocarburos (LOH), rigiéndose por el régimen aplicable al momento de la celebración del contrato.
- El contratista puede importar los bienes que sean necesarios para la ejecución del contrato. La importación de bienes e insumos requeridos para la exploración, en fase de exploración, se encuentra exonerada de todo tributo, por el plazo que dure dicha fase⁵.
- El contratista tiene derecho a la importación temporal y por un período de dos años, de bienes destinados a sus actividades, con suspensión de los tributos a la importación. La importación temporal puede ser prorrogada por períodos de un año hasta dos veces.
- La exportación de hidrocarburos está exenta de todo tributo.

- El Estado garantiza a los contratistas que los regímenes cambiarios y tributarios vigentes a la fecha de celebración del contrato, permanecerán inalterables durante la vigencia del mismo, para efectos de cada contrato.
- Igualmente el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), en representación del Estado, garantiza a las empresas, la disponibilidad de divisas que les corresponda de acuerdo con la Ley y a lo establecido en los contratos, incluyendo el derecho a mantener, controlar y operar cuentas bancarias en cualquier moneda, tanto en el país como el exterior y a tener el control y libre uso de las mismas.

Cuadro A.4-1
Principales reglamentos del subsector hidrocarburos

Reglamento	Norma de aprobación*
Reglamento de las Actividades de Exploración y Explotación de Hidrocarburos	D.S. N° 032-2004-EM
Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos	D.S. N° 051-93-EM
Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos	D.S. N° 081-2007-EM
Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos	D.S. N° 030-98-EM
Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y Otros Productos Derivados de los Hidrocarburos	D.S. N° 045-2001-EM
Reglamento para la Comercialización de GLP	D.S. N° 01-94-EM
Reglamento de Establecimientos de GLP para uso Automotor. Gasocentros.	D.S. N° 019-97-EM
Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles	D.S. N° 021-2007-EM
Reglamento de Seguridad para Actividades de Hidrocarburos	D.S. N° 043-2004-EM
Reglamento de Seguridad para el Almacenamiento de Hidrocarburos	D.S. N° 052-93-EM
Reglamento de Seguridad para Transporte de Hidrocarburos	D.S. N° 26-94-EM
Reglamento de Seguridad para Establecimientos de Venta al Público de Combustibles Derivados de los Hidrocarburos	D.S. N° 054-93-EM
Reglamento de Seguridad para Instalaciones y Transporte de GLP	D.S. N° 27-94-EM
Reglamento de Distribución de GN por Red de Ductos	(Texto Único Ordenado aprobado por D.S. N° 040-2008-EM)
Reglamento para Instalación y Operación de Establecimientos de Venta al Público de GN (GNV)	D.S. N° 006-2005-EM
Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL)	D.S. N° 031-2004-EM
Normas del Servicio de Transporte de GN por Ductos	D.S. N° 018-2004-EM
Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de GN por Ductos	D.S. N° 016-2004-EM
Reglamento de la Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de Procesamiento de GN	D.S. N° 031-2004-EM
Reglamento de la Ley de Promoción para el Desarrollo de la Industria Petroquímica	D.S. N° 066-2008-EM
Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la	D.S. N° 040-99-EM

Industria de GN	
Reglamento para la protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos	D.S. N° 039-2014-EM

* En el presente cuadro, por efecto de simplificación, se indica únicamente la norma de aprobación del reglamento respectivo, sin incluir las normas modificatorias o complementarias de las mismas
Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.4-2 **Procedimiento en los que se debe aplicar la consulta previa**

Procedimiento	Oportunidad	Entidad a cargo
Concesión de transporte de hidrocarburos por ductos	Antes de otorgar la concesión	Dirección General de Hidrocarburos
Concesión de distribución de GN por red de ductos		
Modificación de la concesión (solo si se trata de ampliación)	Antes de otorgar la modificación	
Autorización de instalación y operación de ducto para uso propio y principal	Antes de otorgar la autorización	
Modificación o transferencia de autorización de instalación y operación de ducto para uso propio y principal (sólo si se trata de ampliación de terreno)	Antes de otorgar la modificación	
D.S. que aprueba la suscripción de contratos de exploración y explotación de lotes petroleros y gasíferos	Antes de emitir el Decreto Supremo	
Informe Técnico Favorable para la instalación de plantas de refinación y procesamiento de hidrocarburos y estaciones de servicio	Previo a la emisión de la autorización	Dirección General de Hidrocarburos

Fuente: MEM. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Acápito A.4-2

Entidades del Estado relacionadas al sector hidrocarburos

- **Perupetro S.A.**

Es la Empresa Estatal de Derecho Privado encargada de promover la inversión en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, así como negociar, celebrar y supervisar en calidad de contratante, por la facultad que le confiere el Estado y los contratos establecidos por la LOH⁶. Perupetro S.A. es igualmente encargada de realizar el procedimiento de calificación de las empresas petroleras, conforme al reglamento de la materia. El derecho de propiedad de los hidrocarburos extraídos es otorgado por el Estado a Perupetro S.A., para poder celebrar contratos de exploración y explotación o explotación. Por el mérito de los contratos de licencia, Perupetro S.A. transfiere el derecho de propiedad sobre los hidrocarburos extraídos a los licenciatarios.

La normativa que rige la actuación de Perupetro S.A., puede encontrarse en www.perupetro.com.pe.

- **Ministerio de Energía y Minas**

El Ministerio de Energía y Minas (MEM) fue creado mediante Decreto Ley N° 17271 del año 1968. Conforme a la Ley Orgánica del Sector Energía y Minería, le corresponde la formulación, supervisión y evaluación de las políticas de alcance nacional en materia de electricidad, hidrocarburos y minería. Conforme a la LOH, es el ente encargado de elaborar, aprobar, proponer y aplicar la política del sector, así como de dictar las normas pertinentes. A estos efectos, las normas o dispositivos reglamentarios que dicten otros sectores que tengan relación con las actividades de hidrocarburos, deberán por mandato de la ley citada, contar con la opinión favorable del MEM, a excepción de las normas tributarias, las cuales se rigen por lo dispuesto en la Norma XIV del Título Preliminar del Código Tributario. La normativa que rige la actuación del MEM, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en detalle en www.minem.gob.pe.

- **Ministerio del Ambiente y Organismos Adscritos (OEFA, Sernanp, Senace)**

Creado por Decreto Legislativo N° 1013 en 2008, el Ministerio del Ambiente (Minam) es el encargado de diseñar, establecer, ejecutar y supervisar la aplicación de las políticas ambientales, así como de promover la conservación y uso sostenible de los recursos naturales, diversidad biológica y áreas naturales protegidas. El Viceministerio de Gestión Ambiental del Minam interviene en la elaboración del Plan de Estándares de Calidad Ambiental (ECA), así como de los Límites Máximos Permisibles (LMP). Entre los organismos adscritos al Minam se encuentran el Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas (Sernanp), el Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), y el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace), que cumplen importantes roles en materia ambiental con respecto a la realización de actividades de hidrocarburos. La normativa que rige la actuación del Minam, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.minam.gob.pe.

- **Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado**

El Servicio Nacional de Áreas Naturales Protegidas por el Estado (Sernanp) es el organismo público técnico especializado, adscrito al Minam desde mayo de 2008,⁷ encargado de dirigir y establecer los criterios técnicos y administrativos para la conservación de las áreas naturales protegidas, y de cautelar el mantenimiento de la diversidad biológica. Es el ente rector del Sistema Nacional de Áreas Protegidas por el Estado (Sinanpe). De conformidad con el Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos⁸, las actividades de hidrocarburos que se realicen al interior de áreas naturales protegidas de administración nacional y/o en sus zonas de amortiguamiento y en las áreas de conservación regional, deben contar con la opinión técnica favorable del Sernanp, y desarrollarse en concordancia con la normativa sobre la materia, el plan director y los planes maestros respectivos. La normativa que rige la actuación del Sernanp, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.sernanp.gob.pe.

- **Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental**

El Organismo de Evaluación y Fiscalización Ambiental (OEFA), fue creado por Decreto Legislativo N° 1013 como organismo público técnico especializado adscrito al Minam, encargado de la fiscalización, supervisión, control y sanción en materia ambiental. Es el ente rector del Sistema Nacional de Evaluación y Fiscalización Ambiental (Sinefa). El OEFA asumió las funciones de supervisión, fiscalización y sanción ambiental en materia de hidrocarburos en general, transferidas del Osinergmin, el 4 de marzo de 2011, conforme a lo dispuesto en la

Resolución de Consejo Directivo N° 001-2011-OEFA/CD. La normativa que rige la actuación del OEFA, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.oefa.gob.pe.

- Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles

Creado por Ley N° 29968, el Servicio Nacional de Certificación Ambiental para las Inversiones Sostenibles (Senace), es un organismo público técnico especializado adscrito al Minam. Forma parte del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental (SEIA), cuya rectoría ejerce el Minam. El Senace, está a cargo, entre otras funciones, de la revisión y aprobación de los Estudios de Impacto Ambiental detallados (EIA-d), de acuerdo con lo establecido en su ley de creación; de implementar la Ventanilla Única de Certificación Ambiental en los procedimientos de aprobación de los EIA-d; de administrar el Registro Nacional de Consultoras Ambientales y el Registro Administrativo de las certificaciones ambientales de alcance nacional o multiregional concedidas o denegadas por los organismos correspondientes; de formular propuestas de mejora continua de los procesos de evaluación ambiental; de evaluar y aprobar la Certificación Ambiental Global, así como sus actualizaciones, modificaciones y ampliaciones⁹; y de coordinar con las entidades autoritativas y opinantes técnicas para la emisión de los informes y opiniones técnicas para la expedición de la Certificación Ambiental Global. La normativa que rige la actuación del Senace, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.senace.gob.pe.

- **Ministerio de Cultura**

Creado por Ley N° 29565, es el ente rector en materia de cultura en el país. Es competente en materia de patrimonio cultural de la nación, material e inmaterial; gestión cultural e industrias culturales, creación cultural contemporánea y artes vivas, y pluralidad étnica y cultural de la nación. El Viceministerio de Interculturalidad del Ministerio de Cultura, tiene la función de promover y garantizar el sentido de la igualdad social y respeto a los derechos de los pueblos del país de conformidad con el Convenio 169 de la Organización Internacional del Trabajo (OIT) y la Declaración de las Naciones Unidas sobre los Derechos de los Pueblos Indígenas conforme a la Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios¹⁰. Según el reglamento de la Ley N° 29785 – Ley del Derecho a la Consulta Previa a los Pueblos Indígenas u Originarios reconocido en el Convenio 169 de la OIT, el Viceministerio de Interculturalidad es la entidad responsable de elaborar, consolidar y actualizar la base de datos oficial de los pueblos indígenas y sus organizaciones, la misma que constituye un instrumento de acceso público y gratuito que sirve para el proceso de identificación de los pueblos indígenas. Igualmente, conforme al reglamento citado, se encuentra a cargo de crear, mantener y actualizar un registro de facilitadores, el registro de intérpretes de las lenguas indígenas y su reglamento, la base de datos oficial de los pueblos indígenas u originarios y sus organizaciones representativas. La normativa que rige la actuación del Ministerio de Cultura, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.cultura.gob.pe.

- **Banco Central de Reserva del Perú**

La Constitución Política del Perú, establece como finalidad del BCRP, preservar la estabilidad monetaria, reconociendo como funciones de dicha entidad: regular la moneda y el crédito del sistema financiero y administrar las reservas internacionales, así como las demás que señala su ley orgánica. La emisión de billetes y monedas es facultad exclusiva del Estado y es ejercida por intermedio del BCRP. En materia de hidrocarburos, la LOH dispone que el BCRP, en representación del Estado, está obligado a garantizar a las empresas que conforman el

contratista, nacionales y extranjeras, la disponibilidad de divisas que corresponda de acuerdo a ley y a lo establecido en los contratos. A fin de garantizar la disponibilidad de divisas de la forma señalada en la LOH, el BCRP interviene en los contratos de licencia, servicios y contratación autorizadas por el MEM, para las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos. La normativa que rige la actuación del BCRP, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.bcrp.gob.pe.

- **Ministerio de Economía y Finanzas**

Corresponde al Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) planear, dirigir y controlar los asuntos relativos a tributación, política aduanera, financiación, endeudamiento, presupuesto, tesorería y contabilidad, así como armonizar la actividad económica nacional. Igualmente le corresponde planear, dirigir y controlar los asuntos relativos a la política arancelaria, en coordinación con el Ministerio de Industria, Comercio, Turismo e Integración (Mincetur) y con el ministerio del sector interesado, cuando corresponda¹¹, presupuesto, tesorería, endeudamiento, contabilidad, política fiscal, inversión pública y política económica y social. Conforme a lo dispuesto por la LOH, los Decretos Supremos que aprueban los contratos para las actividades de exploración y de explotación de hidrocarburos contemplados en el artículo 10° de dicha ley, son refrendados por el MEF y el MEM¹². La normativa que rige la actuación del MEF, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.mef.gob.pe.

- **Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo y organismos adscritos**

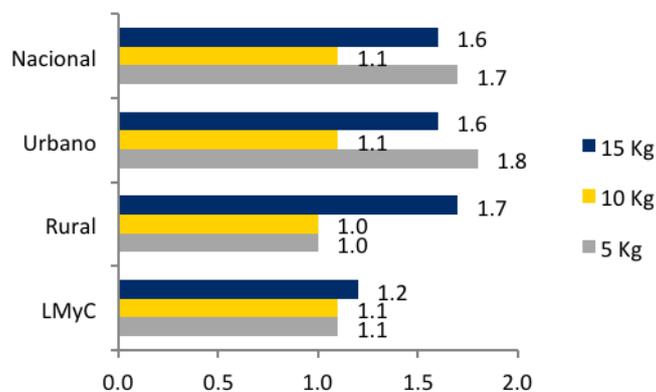
El Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo (MTPE) es el organismo rector en materia de trabajo y promoción del empleo¹³. Mediante la Ley de Seguridad y Salud en el Trabajo, Ley N° 29783¹⁴, precisada por Ley N° 29901¹⁵ se dispuso la transferencia al MTPE de las competencias de supervisión, fiscalización y sanción en materia de seguridad y salud en el trabajo en los subsectores minería, electricidad e hidrocarburos. La Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil), es uno de los organismos adscritos al MTPE, sobre la base de la Ley N° 29981. La normativa que rige la actuación del MTPE, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.mtpe.gob.pe.

- **Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral**

La Superintendencia Nacional de Fiscalización Laboral (Sunafil) fue creada mediante Ley N° 29981¹⁶ como organismo técnico especializado, adscrito al MTPE, responsable de promover, supervisar y fiscalizar el cumplimiento del ordenamiento jurídico sociolaboral y el de seguridad y salud en el trabajo, así como de brindar asesoría técnica, realizar investigaciones y proponer la emisión de normas sobre dichas materias.¹⁷ La Sunafil es la autoridad central del Sistema de Inspección del Trabajo a la que se refiere la Ley 28806, Ley General de Inspección del Trabajo¹⁸. La Primera Disposición Complementaria Final de la ley de creación de la Sunafil, dispuso la transferencia a dicha entidad, de los órganos, unidades orgánicas y cargos del MTPE, referidas a la supervisión y fiscalización del cumplimiento de la normativa sociolaboral; y dispuso que los gobiernos regionales, entidades públicas o privadas que deben garantizar el cumplimiento de normas sociolaborales, están facultados para suscribir convenios con el objeto que la Sunafil fiscalice dichas normas. Por Ley N° 30114¹⁹ y N° 30281²⁰ se dispuso prórrogas para la implementación progresiva de Sunafil²¹. La normativa que rige la actuación del BCRP, así como la descripción de las funciones de sus distintos órganos, puede encontrarse en www.sunafil.gob.pe.

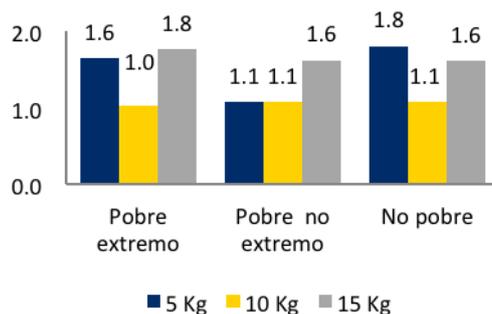
CAPÍTULO 5

Gráfico A.5-1
Consumo promedio mensual de balones de GLP



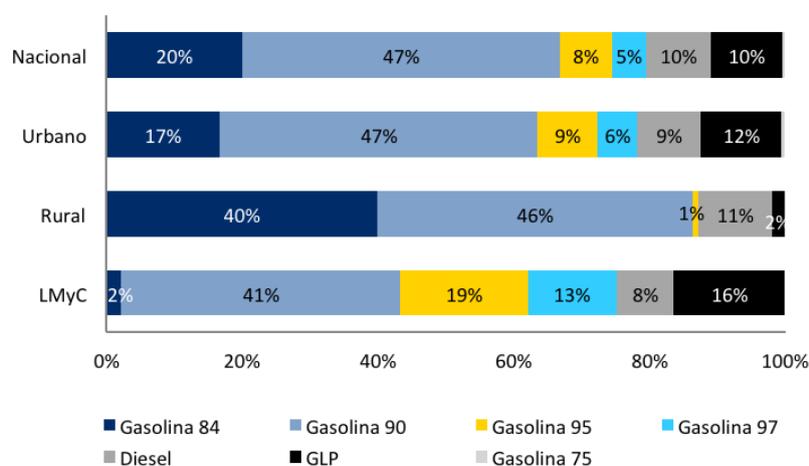
Hogares encuestados: 9 831.
 Total de hogares (con factores de expansión): 5 194 142.
 Fuente: ERCUE 2014. Elaboración: OEE-Osinergmin

Gráfico A.5-2
Consumo promedio mensual de balones de GLP - Niveles de Pobreza



Hogares encuestados: 9 831.
 Total de hogares (con factores de expansión): 5 194 142.
 Fuente: ERCUE 2014. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Gráfico A.5-3
Consumo total de combustibles vehiculares (miles de galones)



Total de consumo de combustible estimado: 21.6 millones de galones.

Hogares encuestados: 1 796.

Total de hogares (con factores de expansión): 845 385.

Fuente: ERCUE 2014. Elaboración: OEE-Osinergmin.

Cuadro A.5-1
Consumo de balones de GLP de 10 kg
(cantidad total y promedio mensual)

Departamento	Nacional		Urbano		Rural	
	Consumo GLP 10k	Prom.	Consumo GLP 10k	Prom.	Consumo GLP 10k	Prom.
Amazonas	61220	1.0	35751	1.0	25469	1.0
Áncash	199051	1.1	167901	1.1	31150	1.0
Apurímac	70143	1.1	53770	1.2	16373	0.8
Arequipa	317925	1.3	291888	1.3	26038	1.7
Aya cucho	98339	1.1	77134	1.2	21205	1.0
Cajamarca	188011	1.0	105053	1.1	82958	1.0
Cusco	262174	1.1	168014	1.2	94160	1.1
Huancaavelica	94681	1.1	42887	1.4	51793	1.0
Huánuco	139239	1.1	79371	1.2	59868	1.0
Ica	121913	1.1	108792	1.1	13121	1.2
Junín	249304	1.0	176000	1.0	73305	1.0
La Libertad	306972	1.0	268643	1.0	38329	0.8
Lambayeque	219628	1.0	173479	1.0	46149	1.3
Loreto	68986	1.0	68276	1.0	710	1.0
Madre de Dios	17996	1.1	14803	1.1	3193	1.0
Moquegua	21243	0.9	19361	0.9	1882	0.6
Pasco	85896	1.5	64873	1.6	21022	1.1
Piura	312481	1.0	251749	1.0	60733	1.0
Puno	311622	1.0	159148	1.0	152474	1.1
San Martín	112345	0.9	81800	0.9	30546	0.9
Tacna	34560	1.1	32109	1.2	2451	0.9
Tumbes	43644	1.2	38837	1.2	4806	1.1
Ucayali	65292	1.1	54889	1.2	10403	0.9
Lima Metropolitana	1733932	1.1	1733932	1.1	-	-
Lima Provincias	191543	1.2	159896	1.2	31647	1.1
Total	5,328,140	1.07	4,428,357	1.08	899,784	1.03

Hogares encuestados: 9 302.

Totales de hogares (con factores de expansión): 4 970 466.

Fuente: ERCUE 2014. Elaboración: OEE-Osinergmin.

CAPÍTULO 6

Cuadro A.6-1
Actividades de unidades mayores y menores del sector hidrocarburos

Unidad	Actividades de la GFHL
Unidades Mayores	Baterías de producción
	Sistemas de despacho de combustibles para aviación
	Sistemas de despacho de combustibles para embarcaciones
	Consumidos directo de CL y/u OPDH (mayor a 5MB)
	Ductos
	Estaciones de bombeo
	Estaciones de compresión
	Pacios de tanques
	Plantas de procesamiento
	Plantas de abastecimiento CL, GLP u OPDH
	Plantas de abastecimiento de Aeropuerto
	Plantas de lubricantes
	Plantas de producción de GLP
	Plantas envasadoras de GLP
	Refinerías
Terminales CL, GLP u OPDH	
Unidades Menores	Consumidor directo de CL y/u OPDH (menor a 5MB)
	Estación de servicios
	Estación de servicios con gasocentros de GLP
	Gasocentros de GLP
	Grifos

CL: Combustible Líquidos.

GLP: Gas Licuado de Petróleo.

OPDH: Otros productos derivados de hidrocarburos.

Fuente y elaboración: GFHL - Osinergmin, OR – Osinergmin.

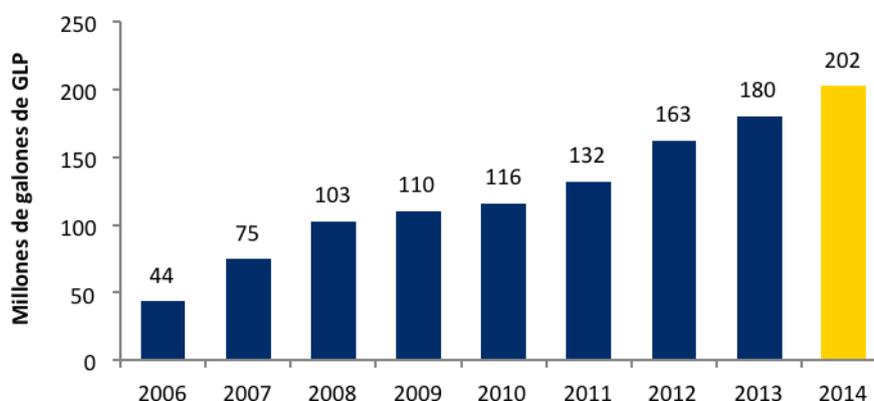
CAPÍTULO 7

Acápite 7-1

Ahorros para la economía por el uso de GLP vehicular: supuestos considerados para la estimación del ahorro

Se asume que el número de vehículos que utiliza GLP es marginal antes de la entrada en operación del proyecto Camisea y que después de 2004, la ventaja de los precios relativos del GLP vehicular en relación a sus sustitutos, incentivó la sustitución de gasolinas por GLP vehicular. En este contexto, la estimación del número de vehículos que sustituyeron gasolina por GLP vehicular, como consecuencia del ingreso de los LGN de Camisea al mercado local, resulta de considerar la evolución de la demanda de GLP vehicular, el rendimiento de los vehículos y la cantidad de kilómetros recorridos por vehículo. Como se observa en el **gráfico A.7-1**, entre 2006 y 2014, el consumo de GLP vehicular creció a una tasa anual de 21%, pasando de 44 millones de galones de GLP en 2006 a 202 millones de galones de GLP en 2014.

Gráfico A.7-1
Evolución de la demanda de GLP vehicular



Fuente: GFHL-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Adicionalmente a los parámetros técnicos, se consideró los costos de conversión, la vida útil, entre otros costos operativos de los vehículos. Estos parámetros se muestran en el **cuadro A.7-1**, en donde se resumen las variables usadas para el cálculo de los ahorros generados por el uso de GLP.

Cuadro A.7-1

Supuestos de vehículos convertidos a GLP

Recorrido (kms diarios)*	80
Recorrido (kms anual)	29 200
Redimientos	
Gasolina (km / galón gasolina)	36
GLP (km / litro GLP)	6.95
GN (km / m ³ GN)	10.08
factor (galones a litros)	3.785
GLP (km / galón GLP)	26.3
Costo de conversión promedio	S/. 3,545
Costo de certificado	S/. 50
Costo de mantenimiento	S/. 250
Vida útil (años)	10

*Pecsa

Fuente: Pecsa y GFHL-Osinerghmin. Elaboración: OEE-Osinerghmin.

Acápito 7-2

Derivación del impacto del procedimiento de supervisión de control metrológico y de calidad (efecto ahorro)

La menor cantidad de combustibles despachados a lo que efectivamente se paga tiene dos efectos de pérdida de bienestar del usuario en un enfoque de equilibrio parcial. La primera está asociada a la cantidad no despachada valorizada al precio nominal y la segunda viene dado por la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros. La pérdida de bienestar del consumidor por adquirir más combustible se aproxima mediante la Variación Equivalente (VE), asociada al precio adicional que está pagando el consumidor que resulta de la diferencia entre el precio que realmente está pagando el usuario y el precio nominal, por cada galón de combustible. El precio real que asume el usuario está dado por la siguiente expresión:

$$p_R = \frac{p_N}{[1 - d\%]}, \quad [A.7.2 - 1]$$

donde,

- p_R : Precio real por galón de combustible.
- p_N : Precio nominal por galón de combustible (tarifario).
- $d\%$: Porcentaje del desvío de la cantidad de combustible.

Se considera una función de demanda agregada isoelástica ya que existe evidencia de que la especificación log-lineal de la curva de demanda es una buena aproximación de la curva de demanda para los combustibles en el Perú (Vásquez, 2005c). Para la derivación de la VE, Hausman (1981) presenta la siguiente forma funcional de la demanda que es consistente con la característica de ser isoelástica:

$$x = e^{z\gamma} p^\alpha y^\delta, \quad [A.7.2 - 2]$$

donde,

- x : Cantidad demandada de combustible líquido.
- p : Precio nominal del combustible líquido, deflactado por el índice de precios del bien compuesto que representa la canasta de los demás bienes consumidos por el individuo.
- α : Parámetro de elasticidad precio de demanda de combustible.
- γ : Ingreso del consumidor.
- δ : Elasticidad ingreso de la demanda de combustible.
- z : Vector de características socioeconómicas.
- γ : Vector de parámetros asociados a las características socioeconómicas.

Utilizando el teorema de la función implícita y la identidad de Roy, Hausman encuentra la siguiente función de utilidad indirecta (véase **ecuación A.7.2-3**).

$$v(p, y) = -e^{-z\gamma} \frac{p^{1+\alpha}}{1+\alpha} + \frac{y_0^{1-\delta}}{1-\delta}, \quad [A.7.2 - 3]$$

donde i refleja el momento antes del cambio y después del cambio en el precio con los valores 0 y 1, respectivamente. Despejando “ y ” se halla la función de gasto que se muestra en la **expresión A.7.2-4**.

$$e(p, \bar{u}) = \left[(1 - \delta) \left(\bar{u} + e^{z\gamma} \frac{P_i^{1+\alpha}}{1 + \alpha} \right) \right]^{1/1-\delta} \quad [A.7.2 - 4]$$

Ante el cambio del precio de un bien, la variación equivalente es la cantidad de dinero haría indiferente al consumidor para aceptar un cambio en el precio de un bien, manteniendo su nivel de bienestar después de la aplicación de la política que motivo el cambio en el precio. La **expresión A.7.2-5** muestra la fórmula de cálculo de la Variación Equivalente, donde \bar{u}_1 representa el nivel de bienestar del consumidor después del cambio del precio:

$$VE = e(p_1, \bar{u}_1) - e(p_0, \bar{u}_1) \quad [A.7.2 - 5]$$

La expresión para calcular la VE se halla reemplazando las **expresiones A.7.2-3** y **A.7.2-4** en la **A.7.2-5**.

$$\begin{aligned} VE &= \left[(1 - \delta) \left(-e^{-z\gamma} \frac{P_1^{1+\alpha}}{1 + \alpha} + \frac{y_0^{1-\delta}}{1 - \delta} + e^{z\gamma} \frac{P_1^{1+\alpha}}{1 + \alpha} \right) \right]^{1/1-\delta} \\ &\quad - \left[(1 - \delta) \left(-e^{-z\gamma} \frac{P_1^{1+\alpha}}{1 + \alpha} + \frac{y_0^{1-\delta}}{1 - \delta} + e^{z\gamma} \frac{P_0^{1+\alpha}}{1 + \alpha} \right) \right]^{1/1-\delta} \\ VE &= y_0 - \left[(1 - \delta) \left(\frac{e^{z\gamma}}{1 + \alpha} (P_0^{1+\alpha} - P_1^{1+\alpha}) + \frac{y_0^{1-\delta}}{1 - \delta} \right) \right]^{1/1-\delta} \end{aligned}$$

Reemplazando la función de demanda se obtiene la **expresión A.7.2-6**.

$$VE = y_0 - \left[\frac{1 - \delta}{y_0^\delta (1 + \alpha)} (X_0 P_0 - X_1 P_1) + y_0^{1-\delta} \right]^{1/1-\delta} \quad [A.7.2 - 6]$$

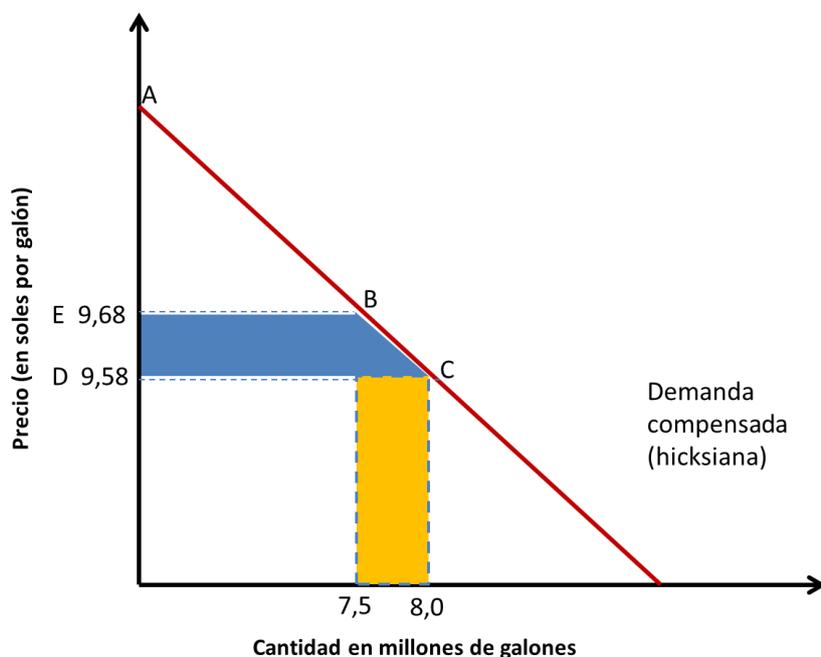
Por otro lado, la cantidad no despachada valorizada al precio nominal es otro componente que hay que sumar a la pérdida de bienestar del consumidor debido a la menor cantidad de combustibles despachados a lo que efectivamente se paga ($\beta X_0 P_0$). El porcentaje de cantidad no despachada se representa con β . En ese sentido, es posible aproximar la pérdida total de bienestar del consumidor por la **expresión A.7.2-7**.

$$\Delta W_H = \beta X_0 P_0 + VE. \quad [A.7.2 - 7]$$

El **gráfico A.7-2** muestra un ejemplo que ilustra la pérdida del bienestar del consumidor (área sombreada). En el caso de ausencia de información asimétrica, a un precio de S/. 9.58 por galón, la cantidad demandada es de 8 millones de galones. Los usuarios reciben efectivamente los 8 millones de galones, obteniendo una valoración monetaria del bienestar del consumidor dada por el área del triángulo ACD. No obstante, en el escenario donde el usuario no recibe la cantidad que efectivamente paga, este inmediatamente pierde la cantidad no despachada valorizada al precio nominal (S/. 9.58 el galón), que está reflejada por el área de color amarillo en el **gráfico A.7.2**. El valor monetario de la pérdida de bienestar de los consumidores asociada a la necesidad del usuario de adquirir más combustible para recorrer la misma cantidad de kilómetros, medida por la Variación Equivalente, se refleja por el área de color azul en el

gráfico A.7-2 y se estima por el producto del precio adicional (0.10 soles el galón= (9.68-9.58) soles el galón) que está pagando por cada galón consumido.

Gráfico A.7-2
Pérdida del bienestar de los usuarios cuando reciben una menor cantidad de combustible por lo efectivamente pagado



Elaboración: OEE-Osinergmin

Debido a que solo un porcentaje de las mangueras presentan problemas de control metrológico, el efecto generado hacia los consumidores estará determinado por el valor esperado del cambio. La **expresión A.7.2-8** representa el efecto esperado:

$$E[\Delta W_H] = \beta X_0 P_0 + \bar{\theta} * [VE], \quad [A.7.2 - 8]$$

donde,

- $E[\Delta W_H]$: Valor esperado del cambio en el bienestar de los hogares.
- $\bar{\theta}$: Probabilidad de desvío en la cantidad de combustible despachado en el escenario real.
- VE : Variación Equivalente.

Por último, el impacto atribuible al proceso de supervisión de metrología estará determinado por el efecto asociado en la reducción de la probabilidad de mangueras con desvío en el despacho de combustible. En ese sentido el impacto estará determinado por la **expresión A.7.2-9**.

$$\delta_{OSI} = \beta X_0 P_0 + \underline{\theta} * [VE] - \bar{\theta} * [VE], \quad [A.7.2 - 9]$$

donde,

- δ_{OSI} : Impacto del procedimiento de control metrológico,

$\bar{\theta}$: Probabilidad de desvío en la cantidad de combustible despachado en el escenario, real.

$\underline{\theta}$: Probabilidad de desvío en la cantidad despachada en el escenario contrafactual,

VE : Variación Equivalente.

Acápito 7-3

Estimación de los efectos de la supervisión de calidad (efecto precio) y el contenido de azufre en los combustibles líquidos

Cuadro A.7-2
Efectos del azufre (SO₂) de los combustibles

Objetos del efecto	Mecanismos de transmisión	Indicadores	Fuentes
Calidad del aire	<ul style="list-style-type: none"> Emisiones de SO₂ se oxidan con la combustión y forma trióxido de azufre (SO₃) o sulfato (SO₄). 	<ul style="list-style-type: none"> Nivel de azufre en los combustibles. 	Programa regional aire limpio (2007), el azufre en los combustibles en el Perú.
	<ul style="list-style-type: none"> Contribuyen en la dispersión de partículas finas, (PM 2.5 y PKM 10). 	<ul style="list-style-type: none"> Nivel de PM2.5 y PM10 en el aire. 	El Ecologista N° 58(2008) ¿Qué son las PM2.5 y cómo afectan a nuestra salud?
	La reducción de los niveles de azufre en el combustible de 330 ppm a menos de 1 ppm.	Podría reducir las emisiones de metano de los motores de gasolina en 20% o quizá hasta más de 50%.	Estudio de evaluación socioeconómica del proyecto integral de calidad de combustibles “Reducción de azufre en gasolinas y diésel”; México, Junio de 2006.
		Esta misma reducción de los niveles de azufre reduciría las emisiones de N ₂ O en 70% o hasta casi 90% (AECC 2000).	
Pueden reducir las emisiones de CO ₂ 30% sobre los vehículos convencionales a gasolina (Stang 2001).			
Los motores a diésel pueden alcanzar una reducción de hasta 45% en las emisiones de CO ₂ (König et al. 2001).			
La salud humana	<ul style="list-style-type: none"> +90% de las partículas finas emitidas por la combustión del diésel se encuentran por debajo de 1µm de diámetro (PM1). Estas penetran fácilmente a los pulmones y llegan hasta a los alvéolos. Enfermedades respiratorias agudas (otitis, faringitis y bronquitis). Malestares: irritación en los 	<p>Incremento de problemas respiratorios (bronquitis, asma, faringitis).</p> <p>Tasa de mortalidad causadas por la contaminación del aire por Partículas Totales en Suspensión – PTS.</p>	Programa regional aire limpio (2007), el azufre en los combustibles en el Perú.

	<p>ojos, dolor de cabeza y náuseas.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Aumento en la mortalidad. 		
	<ul style="list-style-type: none"> • Irritante respiratorio • Disminución de visibilidad • Agrava las condiciones cardiopulmonares y contribuir a enfermedades respiratorias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tasa de problemas cardiacos y pulmonares. • Problemas en la visibilidad y respiración (asma, neumonía). 	Blumberg, Walsh y Pera (2003), Gasolina y diésel de bajo azufre: la clave para disminuir las emisiones vehiculares.
	<p>Las partículas menores a 10 micras presentan efectos nocivos sobre la salud, sin embargo son aquellas que presentan un diámetro menor a 2.5 micras las más peligrosas para las personas al contaminar el sistema respiratorio e introducirse al torrente sanguíneo.</p>	<p>Incidencia de enfermedades infecciosas (IRAs y otras)</p>	<p>Análisis de la reducción de azufre en el diésel. CEPAL(2012) El Ecologista N° 58 (2008) ¿Qué son las PM2.5 y cómo afectan a nuestra salud?</p>
Los vehículos	<ul style="list-style-type: none"> • Desgaste del sistema de inyección de combustibles y de los sistemas de control de emisiones. • Pérdida de compresión y potencia. • El desgaste del aceite afecta partes específicas del vehículo. • El SO₂ ocasiona corrosión, además se anula el funcionamiento del filtro y el catalizador. 	<p>Incremento del costo de operación vehicular.</p>	<p>Programa regional aire limpio (2007), el azufre en los combustibles en el Perú.</p>
	<p>Las partículas de azufre son altamente corrosivas, lo cual reduce la vida útil de un motor</p>	<p>Reducción de vida útil del motor.</p>	<p>La vida útil del motor de su auto, camioneta, camión u otro motor de combustión interna-lubricación.</p>

Elaboración: OEE-Osinergmin

1. Método para estimar el efecto del control de calidad del Osinergmin

La supervisión de la calidad de los combustibles líquidos fue una política que se aplicó de manera universal en todos los distritos donde hay grifos autorizados de manera sistemática desde 2005. Debido a la información disponible, se procedió a realizar un análisis pre-post test usando datos observacionales provenientes de diferentes fuentes, según se definieron las variables de política y de resultado. El primer paso fue definir las variables de resultado, es

decir, aquellas que podrían haber portado el impacto de la supervisión del octanaje y el azufre. Estas variables fueron:

Cuadro A.7-3
Definición de Variables

Intervención o tratamiento	Variable de resultado
Supervisión del octanaje	Consumo de gasolina
Supervisión del contenido de azufre	Incidencia de IRAs en la población adulta (de 18 a 59 años)

Elaboración: OEE – Osinergmin

La GFHL de Osinergmin proporcionó los resultados de las supervisiones efectuadas en los años 2009 a 2014. Por su parte, la Oficina de Estadística del Ministerio de Salud proporcionó los datos de casos de IRAs agregados por distrito a nivel nacional para los periodos 2009 y de 2011 a 2015. Finalmente, los datos de consumo de gasolinas y de diésel, así como de otras variables usadas como controles provinieron de la ERCUE en sus ediciones 2009 y 2014. Puesto que el objetivo era hacer una comparación pre-post test, era conveniente tener data de periodos no contiguos, de modo que sea probable apreciar cambios en el tiempo sobre las variables de resultado. Se tomó 2009 como el periodo de pre-test o periodo “0” y 2014 como el post-test o periodo “1”.

Otro aspecto a definir era el ámbito de análisis. Los datos de consumo de combustible y las variables de control asociadas se extraen de los hogares, pero la representatividad de estos datos es a nivel de departamento. La base de supervisiones entrega datos a nivel de una muestra de EVPs, por lo que hay distritos que no registran observaciones en uno o en ambos indicadores (desviación de octanaje e incumplimiento de azufre). Además, los datos de incidencia de IRAs se reportan en número de casos por distrito. Por lo tanto, para hacer compatibles los ámbitos de medición de las variables se decidió llevar el análisis a nivel de distrito. Esto implica que la validez externa de los resultados se limita al conjunto de distritos para los cuáles se dispuso de información. La base de datos consolidada contó con observaciones para 601 distritos en los periodos “0” y “1” (2009 y 2014).

2. Cambios en las variables principales en el periodo de análisis

La GFHL reporta para el caso del octanaje y por cada EVP supervisado, el número de octanos por debajo o por arriba del octanaje nominal. Así, para la gasolina de 84 octanos (G84), si hay una desviación por debajo de 2 octanos en un EVP, el indicador será -2. Cabe recordar que hay una tolerancia de 1 octano, lo quiere decir que este caso si se penaliza por cuánto tiene una desviación de -1 más allá de la tolerancia.

Cuadro A.7-4
Promedios distritales pre y post-test de las principales variables

Variables	Periodo	Promedio	e.e.	IC del 95%		Cambio	p-value
Desviaciones en G84 (D84)	2009	0.18	0.27	-0.37	0.74		
	2014	1.75	0.89	-0.05	3.54	1.56	0.10
Desviaciones en G90 (D90)	2009	0.57	0.59	-0.61	1.76		
	2014	1.35	0.54	0.27	2.43	0.78	0.34
Incumplimiento en azufre (azufre)	2009	0.21	0.02	0.18	0.24		
	2014	0.05	0.02	0.00	0.10	-0.16	0.00
Proporción de IRAs por mil (IRAs)	2009	19.1	1.63	15.89	22.29		
	2014	10.7	0.77	9.21	12.23	-8.4	0.00
Consumo mensual promedio G84	2009	12.95	1.37	10.26	15.64		
	2014	4.62	0.67	3.29	5.94	8.33	0.00
Consumo mensual promedio G90	2009	20.82	3.36	14.20	27.43		
	2014	16.18	10.47	-4.42	36.79	-4.6	0.67

Fuentes: Oficinas Regionales- Osinergmin y Ministerio de Salud. Elaboración: OEE-Osinergmin.

El **cuadro A.7-4** presenta en sus filas 1 a 4 los promedios de las desviaciones de octanos registradas en los EVPs supervisados. Para el caso de la G84, en el periodo “0” (2009) el promedio de desviación fue de 0.18 octanos, mientras que en el periodo “1” (2014) fue de 1.75, es decir, un aumento promedio de la desviación de 1.56 octanos que resulta estadísticamente significativo a 10% de significancia. Para el caso de la G90 también aumentó la desviación positiva en 0.78 octanos entre el periodo “0” y el “1”. Aun cuando este cambio no resulta ser estadísticamente significativo, no se descartó esta medida y se tomó en cuenta en el análisis subsiguiente.

En el caso del azufre, la GFHL reporta si un EVP supervisado cumplió o no con estar dentro del estándar de 50 ppm de contenido de azufre. Se tomó la información disponible de los EVPs, donde la supervisión obtuvo evidencia concluyente de cumplimiento o incumplimiento y se expendía diésel. Por esa razón, a efectos de tener una métrica distrital, se calculó la proporción de incumplimiento en azufre, definida como el número de EVPs que incumplieron entre el número total de EVPs reportados en el distrito. Como se observa, esta proporción de incumplimiento bajó de 21% a 5%, una caída de 16 puntos porcentuales (pp) y estadísticamente significativa.

Finalmente, con la data de IRAs por distrito se procesó la incidencia, definida como los casos ocurridos entre la población por grupos de mil, es decir, se calculó la incidencia por cada mil habitantes. Esta se redujo de manera estadísticamente significativa en 8.4 pp en el periodo observado. Debe tenerse en cuenta que los valores del periodo “0”, que se interpretan aquí como valores de pretest, pueden estar incluyendo algún cambio inducido en las variables de resultado puesto que las acciones de supervisión iniciaron de manera sistemática cuatro años antes.

3. Cambios en las variables principales imputables a la supervisión.

Con el fin de conocer si la supervisión de la calidad de los combustibles expendidos en EVPs pudo explicar algo del cambio observado en las variables de resultado, se recurrió a una estimación econométrica usando modelos de panel, precisamente porque estos modelos permiten identificar cambios en el tiempo en las variables de interés, controlando por la heterogeneidad a nivel distrital. El **cuadro A.7-5** presenta los resultados más importantes de las estimaciones.

Cuadro A.7-5
Coefficientes estimados para las variables de interés.

Variable de resultado	Variable independiente	Panel (efectos aleatorios)				Pooled panel /OLS			
		Coeficiente	Significancia	IC		Coeficiente	Significancia	IC	
G84	D84	-18.2	19%	-15.9	-20.4	-18.2	15%	-16.1	-20.3
G90	D90	-15.5	11%	18.3	-20.9	-16.5	8%	1.7	-34.7
IRAs	Azufre	2.0	9%	4.4	-0.35				

Elaboración: OEE-Osinergmin

En todos los casos, se ha tomado variables de control como el ingreso de las familias, la antigüedad de los vehículos, el número de cilindros de los vehículos, si los vehículos son usados para una actividad comercial y una variable de tiempo. Aun cuando la significancia de los parámetros estimados de las variables D90 y Azufre está alrededor de 10%, y entre 15% y 19% para D84, no se les puede descartar pues la información disponible no es muy amplia en varios distritos para varias variables, por lo que el número de observaciones usadas en las regresiones oscila entre 27 y 178. Una mayor información mejoraría el poder de los test estadísticos sobre los estimados.

4. Impacto económico de la supervisión de la calidad de los combustibles.

Habiendo hallado que las supervisiones han tenido un efecto estadístico tanto en el consumo de gasolinas como en la incidencia de las IRAs, se procedió a valorar esos efectos en el bienestar.

4.1. Impacto económico de la supervisión de octanaje.

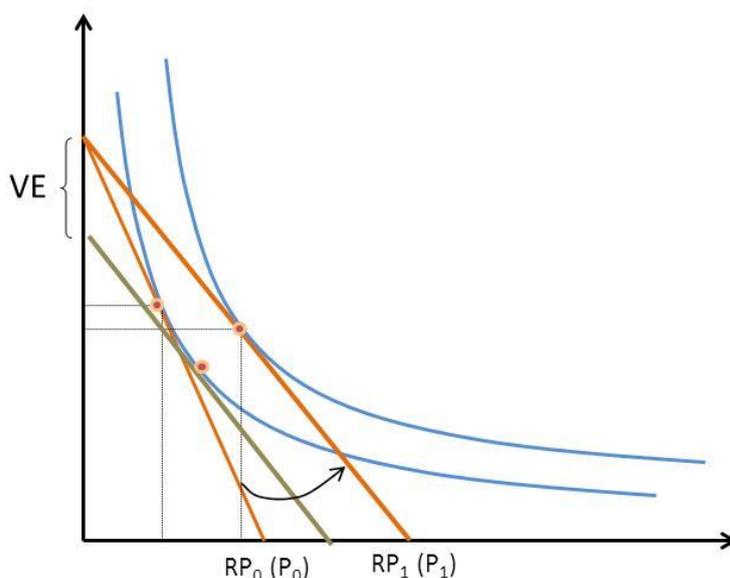
Para ilustrar el procedimiento llevado a cabo, se toma por ejemplo la gasolina de 90 octanos. Un aumento promedio de una unidad en el diferencial de octanaje se asocia con una disminución de 15.5 galones anuales en su consumo promedio por distrito, debido a que habría un mayor rendimiento en el motor. Se recuerda que, en promedio, la calidad de esta gasolina, medida en octanos, pasó de 90.6 a 91.4 octanos, aun cuando se sigue pagando el precio de gasolina de 90. Es decir, la supervisión de octanaje “abarató” el precio por octano.

A precios del periodo “0” (2009), el precio equivalente de un octano era S/. 0.099. Con la supervisión, ese precio implícito bajó a S/. 0.098. Así, el precio implícito pagado por un galón de gasolina de 90 pasó de S/. 8.87 a S/. 8.79 gracias a la supervisión. En el caso de la gasolina de 84 octanos, esos precios implícitos (a soles del periodo “0”) pasaron de S/. 7.7 a S/. 7.6. La valoración de estos efectos en términos del bienestar de los compradores de gasolina implica responder la siguiente pregunta: dado que la supervisión les permite tener una gasolina de

mayor octanaje al precio de uno de menor octanaje, lo que equivale a un abaratamiento de la gasolina de mayor calidad y un incremento en su nivel de utilidad, ¿cuánto sería la mínima cantidad de dinero que estarían dispuestos a aceptar para acceder al nivel superior de utilidad, si se dejaran de hacer esas supervisiones? La respuesta a esta pregunta es la variación equivalente (VE) en el ingreso.

Para calcular la VE por tipo de gasolina se definieron las cantidades correspondientes al precio base (periodo "0") y al precio reducido (periodo "1") sobre una función de demanda isoelástica cuyos parámetros fueron tomados de Vásquez (2005c). La fórmula de la VE se tomó de Hausman (1981). El **gráfico A.7-3** ilustra el concepto de VE aplicado a este caso de "reducción" de precio. Asimismo, los resultados de esta estimación se presentan en el **cuadro A.7-6**.

Gráfico A.7-3
VE aplicado a una reducción del precio



Elaboración: OEE-Osinergmin

Se tiene entonces que la VE promedio mensual por familia y por distrito es S/. 1.89 para la G84, es decir, aproximadamente S/. 23 anuales por familia. Para un promedio expandido de 3 mil 417 familias con auto en el universo de 601 distritos analizados, la VE resulta S/. 89.6 millones a precios de 2014. Considerando que el periodo de análisis tiene cinco años y usando como tasa de capitalización la tasa de descuento social (14.01%), la VE acumulada equivale a US\$ 31.5 millones a precios de 2014. Si además se considera una demanda que recoja el efecto de la calidad reflejado en el precio, que fuera señalado por Stiglitz (1987), entonces se tendría una demanda un poco más inelástica que arroja una VE de US\$ 31 millones. Para la gasolina de 90 octanos, la VE acumulada calculada asciende a US\$ 20.9 millones de 2014 sin el efecto calidad en el precio, y a US\$ 20.5 millones incorporando ese efecto.

Cuadro A.7-6
VE estimada por tipos de gasolina

Elasticidades	84		90	
	Isoelástica	A la Stiglitz	Isoelástica	A la Stiglitz
α	-0.648	-0.6424	-0.849	-0.846
δ	0.251		0.44	
Ingreso inicial (I ₀)	2 831		2 831	
Precio inicial (P ₀)	7.69		8.87	
Precio final (P ₁)	7.55		8.79	
Consumo inicial (X ₀)	12.95		20.815	
Consumo final (X ₁)	13.10		20.972	
Promedio de hogares con vehículo por distrito	3 417		535	
Distritos en la muestra	601		479	
VE mensual promedio por distrito por año (S/.)	1.89	1.86	1.3	1.2
VE agregado anual (S/. a precios de 2009)	89 585 679	88 182 656	59 441 479	58 113 589
VE acumulado a 2014 (US\$ de 2014)	31 544 253	31 050 231	20 930 098	20 462 531

Elaboración: OEE-Osinergmin

4.2. Impacto económico de la supervisión del contenido de azufre

En cuanto a la incidencia de IRAs, la variable se definió como el número de casos por mil. Se encontró que una variación de 1 pp en la proporción de incumplimiento del estándar de contenido de azufre lleva a una variación del mismo signo de dos casos mensuales de IRAs por cada mil habitantes adultos, en promedio y por distrito. Dado que el incumplimiento de azufre se redujo en 15 pp, la reducción predicha de casos es de 30 por mil, sin embargo esta fue de solo 11 casos por 1000 adultos en promedio, lo que implicaría una sobrestimación del coeficiente del efecto del control de azufre en la incidencia de IRAs.

Para que el efecto predicho coincida con lo observado, el valor del coeficiente estimado debió ser 0.718 casos por 1000. Afortunadamente, cae en el intervalo de confianza del coeficiente estimado de la variable azufre [-0.35, 4.35], por lo que también puede usarse ese valor para calcular el impacto económico por la reducción de casos de IRAs.

Debido a que no se pudo acceder a información oficial de gasto por tipo de enfermedad, se recurrió a la técnica muy usada en valoración ambiental de transferencia de valor. El valor de referencia se tomó de los costos anuales de atención estimados para los países de la Unión Europea publicados en el “European lung white book”, considerando solo los gastos en Obstructive Sleep Apneas (OSAS) o suspensiones transitorias de la respiración) y neumonía²². El costo *per cápita* evitado por una IRA se calculó en 105 euros de 2011. Para transferir ese valor al contexto peruano, se tomó la fórmula de transferencia de valores unitarios dada en Vásquez (2006b).

El costo ahorrado por persona gracias al no gasto en IRAs se estimó en S/. 247 anuales, a precios de 2014, considerando que en promedio un individuo hace dos procesos de IRA al año. Teniendo en cuenta el número de grupos de mil personas por distrito, se calculó un ahorro anual promedio por distrito derivado de los menores casos de IRAs. Este aumentó de S/. 17.5 mil a S/. 27 mil en el periodo de análisis. Considerando los 601 distritos en la muestra, el

aumento en el ahorro inducido por el control de azufre asciende a S/. 5.6 millones o US\$ 3.8 millones de 2014.

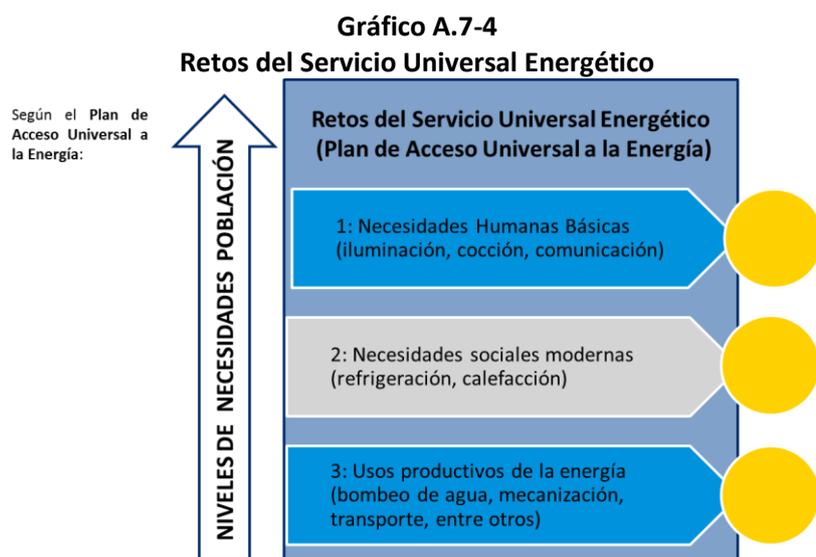
Acápito 7-4²³ El Proyecto FISE

El FISE está diseñado como un sistema de compensación energética que permite brindar seguridad al sistema energético, así como de un esquema de compensación social y de servicio universal para los sectores más vulnerables de la población. Su finalidad es contribuir a la expansión de la frontera energética y la inclusión social energética de las poblaciones vulnerables, así como promover el uso de energías más limpias y eficientes por medio de:

- Compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales,
- Masificación del uso del GN (residencial y vehicular)
- Compensación para el desarrollo de nuevos suministros en la frontera energética, como células fotovoltaicas, paneles solares, biodigestores, entre otros, focalizándose en las poblaciones más vulnerables.

Mediante Resolución Ministerial N° 203-2013-MEM/DM se aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía que define los proyectos que permitirán ampliar el acceso universal al suministro energético, considerando además la disponibilidad de recursos con que cuenta el país. Su objetivo general es:

“Promover, desde el ámbito energético, un desarrollo económico eficiente, sustentable con el medio ambiente y con equidad, implementando proyectos que permitan ampliar el acceso universal al suministro energético, priorizando el uso de fuentes energéticas disponibles, debiendo establecer su viabilidad técnica, social y geográfica de los proyectos mencionados, con el objeto de generar una mayor y mejor calidad de vida de las poblaciones de menores recursos en el país, en el periodo 2013-2022”.



R.M. N° 203-2013-MEM/DM aprobó el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022

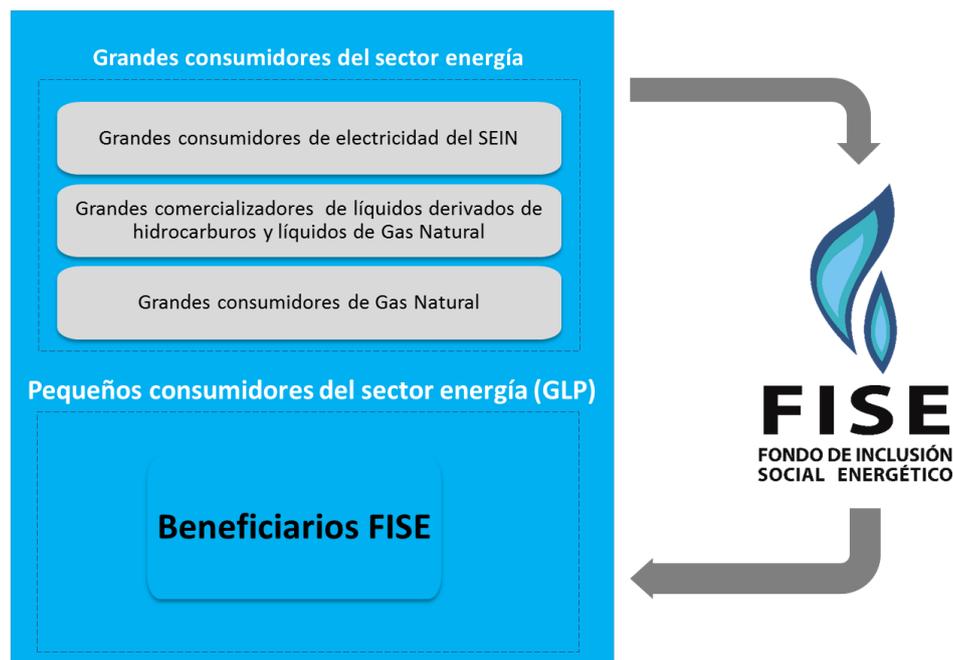
Fuente y elaboración: Fondo de Inclusión Social Energético – FISE.

El FISE se financia por medio de las siguientes fuentes de fondos:

- Ingresos por la facturación mensual para los clientes libres de electricidad del SEIN.
- Ingresos por el suministro de productos líquidos derivados de hidrocarburos y LGN (venta primaria de los productores e importadores).
- Ingresos por la facturación mensual de los cargos a los usuarios de transporte de gas natural por ductos (ductos de servicio de transporte, de uso propio y ductos principales).
- Ingresos por transferencias de Osinergmin (S/. 200 000 000,00 (doscientos millones y 00/100 nuevos soles) para ser utilizados exclusivamente en la masificación del GN.

El FISE es un subsidio cruzado, focalizado hacia los consumidores del sector energético que se encuentran en condiciones de pobreza y vulnerabilidad energética. El Programa de compensación social y promoción para el acceso al GLP de los sectores vulnerables tanto urbanos como rurales, consiste en otorgar vales de descuento FISE de S/.16 a las familias cuyas viviendas están ubicadas en los distritos más pobres del país. De esta manera, el beneficiario de este programa, utilizando dichos vales como medio de pago, podrá comprar el gas doméstico (GLP) con una rebaja de S/. 16 (véase el **gráfico A.7-5**).

Gráfico A.7-5
Esquema de Subsidio Cruzado del FISE



Fuente y elaboración: Fondo de Inclusión Social Energético – FISE.

La entrega de vale de descuento tiene como destinatarios a hogares identificados a partir de los criterios de focalización siguientes (ver **gráfico A.7-6**):

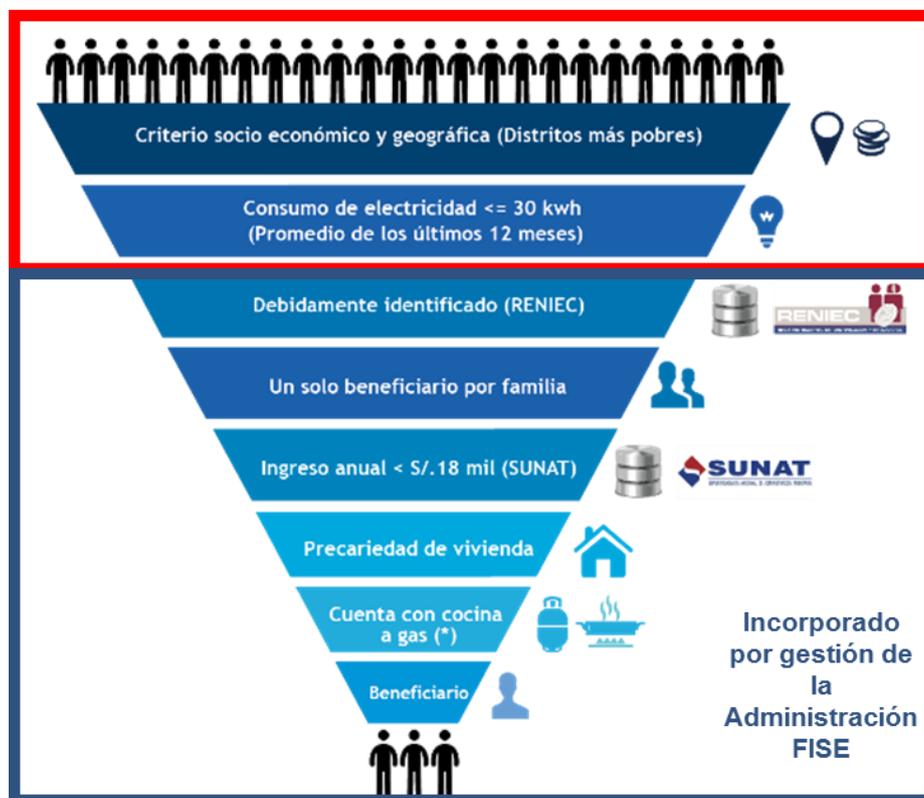
- Familias cuyas viviendas estén ubicadas en los distritos con mayores niveles de pobreza.
- Familias que cuenten con suministro eléctrico doméstico (residencial). Asimismo, que registren un consumo mensual menor o igual a 30 kwh (promedio de un año) y cuenten o no con una cocina a GLP.

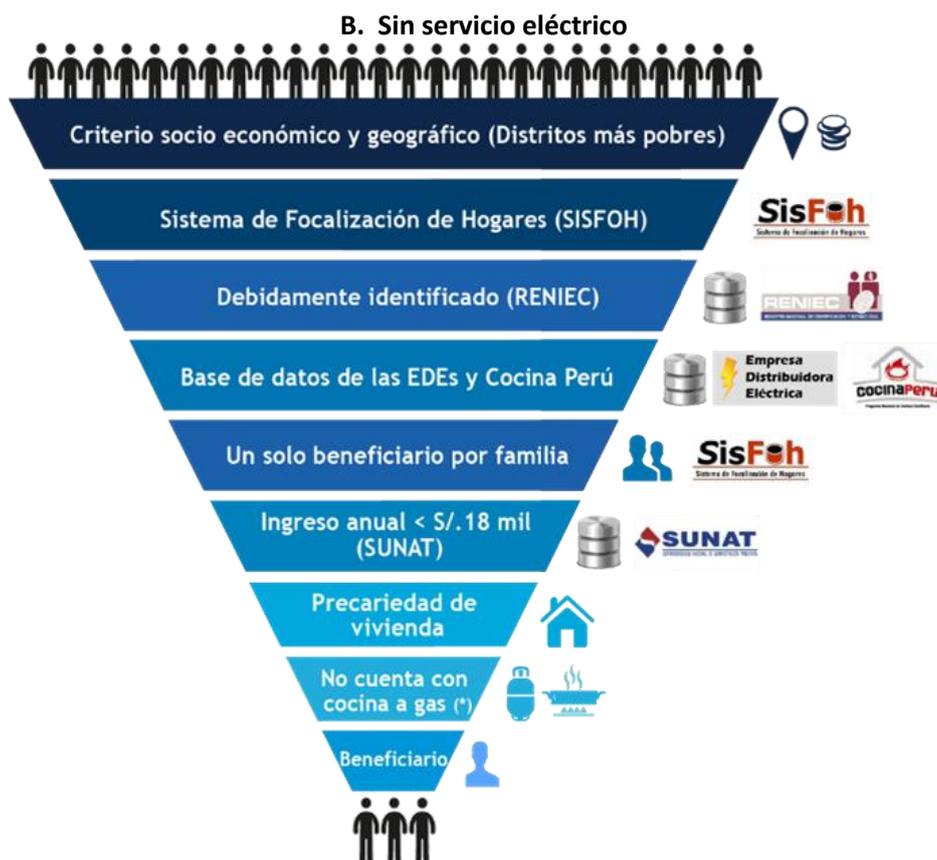
- Familias que no tienen suministro eléctrico pero que cuentan con cocina a GLP.
- Familias que no tienen suministro eléctrico ni cocina a GLP. El MEM les entrega por única vez una cocina con sus accesorios y un balón de GLP.
- El beneficiario no puede estar incluido en el padrón de dos o más empresas,
- No debe registrar ingresos en la SUNAT o que estos sean menores a S/. 18 000 anuales.
- Se evalúan las características de los pisos y paredes de la vivienda.

Gráfico A.7-6
Criterios de Focalización al Vale de Descuento FISE

A. Con servicio eléctrico

**Indicado por Reglamento
FISE D.S. 021-2012-EM**



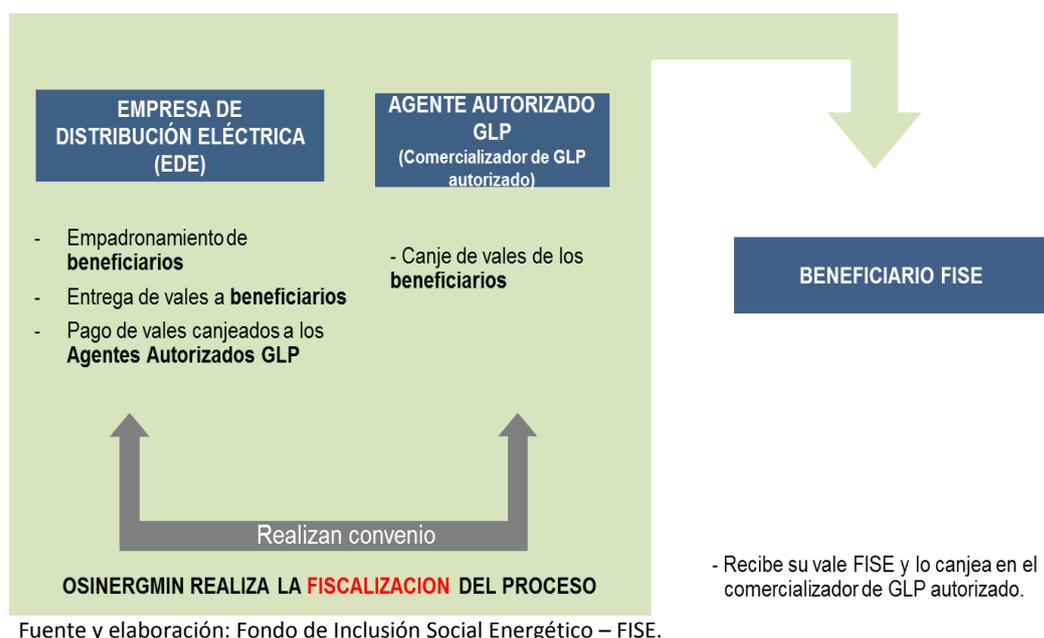


Fuente y elaboración: Fondo de Inclusión Social Energético – FISE.

La logística de las empresas de distribución eléctrica es aprovechada para la ejecución del FISE. Estas empadronan a los potenciales beneficiarios y verifican si cumplen con los criterios. Si los hogares los cumplen, les entregan un vale mensual con el recibo de luz (a la fecha el vale es digital), el cual tiene una vigencia de dos meses. Para canjear el vale, el beneficiario se acerca al local de venta autorizado, muestra su DNI y entrega el vale junto con el dinero que completa el precio de venta del balón de GLP de hasta 10 kg. El vale digital consiste en un código impreso en el recibo de luz, el cual es verificado por el local de venta mediante una comunicación por medio de su celular. Los locales de venta autorizados han suscrito un convenio con una empresa de distribución eléctrica para poder recibir los vales de descuento como parte del pago del balón de GLP. La empresa distribuidora es aquella que liquida los vales.

Gráfico A.7-7

Esquema de Funcionamiento del Programa de Promoción para el Acceso al GLP



Acápito 7-5

Supuestos e información para estimación del impacto ambiental del FISE

En primer lugar, es necesario explicar que los efectos sobre las emisiones de un combustible subsidiado pueden ser de dos tipos. El efecto sustitución implica el efecto de la mitigación que se espera observar debido a la sustitución de fuentes de energía más contaminantes (carbón vegetal, leña, etc.) por una más limpia y eficiente (GLP). En segundo lugar se encuentra el efecto indirecto, el cual consiste en el hecho que al subsidiar el consumo de GLP, las familias que ya consumían GLP tiendan a consumir más. Para la estimación del efecto en la emisión de CO₂ se asumirá que este efecto es nulo²⁴.

Para la estimación se tuvo en cuenta la información entregada por las empresas eléctricas a la Oficina del Proyecto FISE (en adelante Proyecto FISE) con respecto a los beneficiarios que canjearon vales por mes. Cabe señalar que de acuerdo con el Proyecto FISE, a todos los hogares beneficiarios que no cuentan con suministro eléctrico se les ha entregado una cocina a GLP del programa Cocina Perú del MEM y son estas cocinas las que permiten sustituir combustibles como la leña y el carbón. El efecto de la mitigación, entonces, solo se observará en los hogares que no tenían cocina y sustituyeron por GLP a los combustibles que usaban.

Debido a que la información descrita en el párrafo anterior, solo se tenía en dicho nivel de detalle para 2015. Se solicitó al Proyecto FISE un ejercicio de contabilización hacia atrás de los canjes de hogares de los cuales se tenía información que les habían entregado una cocina. Se asume que a los hogares a los que les fueron entregadas cocinas, estas les fueron entregadas desde la primera vez que les entregaron vale.

Se obtuvo del portal electrónico del Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) los combustibles usados con mayor frecuencia para cocinar por región, según el censo 2007, y la participación de cada combustible. Para la estimación solo se considerará la sustitución del carbón vegetal y la leña, puesto que son los más utilizados a nivel nacional después del GLP. Se

calcula la proporción de hogares que consumen mayormente leña y carbón vegetal considerando solo a dichos combustibles en cada región.

Se asumió que todos los hogares beneficiarios son pobres. Para separar los resultados de mitigación de emisiones en hogares de pobreza extrema y no extrema se utilizó la información de la Encuesta Nacional de Hogares 2014 con respecto al porcentaje de hogares en pobreza extrema y no extrema que consumen leña o carbón para cocinar, con respecto a todos los hogares en la misma situación de pobreza.

Por otro lado, la Gerencia de Fiscalización de Hidrocarburos Líquidos (GFHL) de Osinergmin remitió factores para el cálculo de cuántos kilos de combustible eran necesarios para hervir un litro de agua. En este cálculo se consideró también la eficiencia de las cocinas a carbón vegetal, leña y GLP. Para el caso de los dos últimos se tomó la eficiencia reportada en el Informe Mensual de la GART “Operación en el Sector Hidrocarburos” de marzo 2010, de 10% y 65%, respectivamente. Para el caso del carbón, se tomó como referencia el 19% reportado en el documento de la organización “Cocinas Mejoradas Perú”²⁵ (ver **cuadro A.7-7**).

Cuadro A.7-7
Cantidad de combustible para hervir un litro de agua²⁶
(kilos de energético)

Energético	Valor
Leña	0.222
Carbón	0.065
GLP	0.011

Fuente: MEM y GFHL.
Elaboración: OEE – Osinergmin.

Por otro lado, el Proyecto FISE remitió factores de conversión que permiten calcular la generación de CO₂ por cada kilo de combustible. Para el cálculo de estos factores, se tomó en consideración los factores de emisión por defecto estimados y el método de tecnologías del Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) de 2006, herramienta asumida por la Organización Latinoamericana de Energía (Olade). Los resultados mostrados en el **cuadro A.7-8** dependían a su vez de las cantidades halladas en el **cuadro A.7-7**.

Cuadro A.7-8
Emisión de CO₂
(kilos de CO₂ por kilo de energético)²⁷

Energético	Valor
Leña	1.69
Carbón	3.05
GLP	2.98

Fuentes: IPCC, MEM y GFHL.
Elaboración: OEE – Osinergmin.

Método del cálculo de la mitigación:

La fórmula utilizada para la estimación de la mitigación de los kilos de CO₂ emitidos implicó el supuesto de que un kilo más de combustible incrementa de manera exactamente proporcional el número de kilos de CO₂ emitido por un kilo del mismo combustible²⁸.

$$Vale_{S/Cocina} \times 10Kg \times \left(\% Leña \times \frac{Kg_{H_2O_{Leña}}}{Kg_{H_2O_{GLP}}} \times Kg_{CO_2_{Leña}} + \% Carbón \times \frac{Kg_{H_2O_{Carbón}}}{Kg_{H_2O_{GLP}}} \times Kg_{CO_2_{Carbón}} - Kg_{CO_2_{GLP}} \right)$$

donde:

- $Vale_{S/Cocina}$: Equivale al número de balones entregados a hogares que no tenían cocina a GLP,
- 10 Kg.: Son los kilogramos que pesa el balón entregado al hogar,
- % Leña: Corresponde a la proporción de los hogares de la región que consumen principalmente leña para cocinar entre los hogares que consumen principalmente leña o carbón en la misma región,
- % Carbón: Corresponde a la proporción de los hogares de la región que consumen principalmente carbón para cocinar entre los hogares que consumen principalmente leña o carbón en la misma región,
- $Kg_{H_2O_{Leña}}$: Corresponde al número de kilos de leña necesarios para hervir un litro de agua,
- $Kg_{H_2O_{Carbón}}$: Corresponde al número de kilos de carbón vegetal necesarios para hervir un litro de agua,
- $Kg_{H_2O_{GLP}}$: Corresponde al número de kilos de GLP necesarios para hervir un litro de agua,
- $Kg_{CO_2_{Leña}}$: Corresponde al número de kilos de CO₂ emitidos por un kilo de leña,
- $Kg_{CO_2_{Carbón}}$: Corresponde al número de kilos de CO₂ emitidos por un kilo de carbón vegetal,
- $Kg_{CO_2_{GLP}}$: Corresponde al número de kilos de CO₂ emitidos por un kilo de GLP.

La fórmula calcula los kilos de CO₂ promedio ponderado emitidos por un hogar que consume leña o carbón para cocinar y le resta el número de kilos que emitiría si utilizara GLP.

Acápites 7-6

Los bonos de carbono

Los bonos de carbono fueron una respuesta a las obligaciones adoptadas por las naciones en el Protocolo de Kyoto de 1997: reducir las emisiones de gases de efecto invernadero (en adelante GEI) a un 5% por debajo de lo emitido en 1990. Son instrumentos que certifican la reducción de la emisión de GEI, lo cual es medido en términos de toneladas de dióxido de carbono equivalente. Los bonos son emitidos a partir de la certificación de la reducción de emisión de GEI alcanzada en la ejecución de, por ejemplo, proyectos de mitigación de emisiones. Un proyecto de este tipo permite la mitigación de GEI, y mayormente son ejecutados en países en desarrollo. Posteriormente, el bono puede ser transado en un mercado internacional de referencia de carbono.

Los bonos de carbono son adquiridos por países o empresas que, ante la imposibilidad o alto costo de reducir las emisiones de GEI comprometidas en su propio país o ámbito de operaciones, pueden financiar proyectos de mitigación de GEI en países en desarrollo. A cambio de esta financiación, estas entidades obtienen los bonos como certificado de la reducción de emisiones de GEI en el planeta. Por ello, si un proyecto o empresa mitiga de forma voluntaria las emisiones de dióxido de carbono en Perú, se puede vender en el mercado de carbono de referencia dicha mitigación certificada a una empresa en un país desarrollado, cuya meta de reducción de emisiones sea muy costosa en comparación con comprar el bono. De esta manera, muchos proyectos sociales de mitigación pueden ser sostenidos en el tiempo.

CAPÍTULO 8

Acápites 8-1

Otras normas para un mejor funcionamiento del sector de hidrocarburos líquidos promulgadas por el Estado peruano

Norma	Fecha	Principal(es) disposición(es)
Ley N° 30025 “Ley que Facilita la Adquisición, Expropiación y Posesión de bienes Inmuebles para Obras de Infraestructura”	22/05/2013	Apresura y simplifica las etapas de la expropiación, caducidad y transferencia de bienes del Estado, entre otras, y declara de necesidad pública la ejecución de 69 proyectos para reducir la brecha de infraestructura existente. Asegura el cumplimiento de compromisos contractuales del Estado peruano en el caso de proyectos de infraestructura ya concesionados.
D.S. N° 104-2013-EF Declaran de interés nacional y prioritaria la promoción y agilización de la inversión	25/05/2013	Entidades públicas deben promover la generación de nuevos proyectos de inversión privada de alto valor agregado. Crea un equipo de seguimiento de inversiones adscrito al MEF.
D.S. N° 060-2013-PCM Aprueba disposiciones especiales para la ejecución de procedimientos administrativos y otras medidas para impulsar proyectos de inversión público y privada	25/05/2013	Simplifica la aprobación de términos de referencia comunes para el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y reduce el plazo de evaluación y aprobación del EIA en el MEM.
Ley N° 30056, “Ley para facilitar la inversión, impulsar el desarrollo productivo y el crecimiento empresarial”	02/07/2013	Se modifican la ley N° 29230, Obras por impuestos, el Régimen de Recuperación Anticipada del IGV y da nuevas facultades a Indecopi para eliminar barreras burocráticas a la actividad empresarial e impulsar las MYPES, agilizar autorizaciones municipales para servicios públicos y obras públicas en infraestructura, aprueba la recuperación anticipada del IGV y deduce los gastos en ciencia y tecnología del IR.
D.S. N° 005-2014-EF Reglamento de la Ley N° 29230 de obras por impuestos	14/01/2014	Incentiva la inversión pública en regiones y municipalidades asociadas con empresas privadas y reglamenta disposiciones que facilitan el desarrollo de las obras por impuestos.
Ley N° 30167, “Ley que modifica el D.L. N° 1012 que aprueba la Ley Marco de Asociaciones Público-Privadas para la generación de empleo productivo y dictan normas para la agilización de procesos de los procesos de promoción de la inversión pública”.	02/03/2014	Modifica la Ley aprobada por el D.L. 1012, elimina barreras burocráticas para obtener los permisos, licencias o autorizaciones para ejecutar un proyecto y así el Estado pueda cumplir en los contratos de APPs.
D.S. 127-2014-EF. Nuevo reglamento de APPs	31/05/2014	Para generar empleo y dictar normas para agilizar los procesos de promoción de la inversión privada.
Ley N° 30230, “Ley que establece medidas tributarias, simplificación de	12/07/2014	1) Reducir los costos de cumplimiento de las obligaciones tributarias de los contribuyentes. 2) Promover la inversión al agilizar los

procedimientos y permisos para la promoción y dinamización de la inversión en el país”		procedimientos, eliminar incentivos perversos al determinar las multas e incorporar un buen balance entre protección ambiental y competitividad industrial en la toma de decisiones y elaboración de regulaciones. 3) Brindar mayor credibilidad al rol regulador del Estado. 4) Fortalecer la coordinación multisectorial. 5) Fortalecer el cumplimiento y rendición de cuentas sobre la aplicación de las medidas adoptadas para dinamizar las inversiones y agilizar procedimientos para la puesta en operación de proyectos de inversión.
D.S N° 376-2014-EF. Modifican el Reglamento del Decreto Legislativo N° 1012	31/12/2014	1) Precisa la definición de cofinanciamiento en proyectos que involucren operación y gestión. 2) El cofinanciamiento proviene de los recursos del Estado o que administren las entidades del ámbito de aplicación del D.L N° 1012. 3) Optimiza el procedimiento de admisión, evaluación y priorización de las iniciativas privadas cofinanciadas para una mayor predictibilidad en el trámite. 4) Realiza cambios en las restricciones de las personas naturales y jurídicas que elaboran estudios de evaluación de un proyecto de inversión, el análisis de su modalidad de ejecución, así como el diseño de las APPs.
D.S N° 006-0215-EF. Aprueban Reglamento del artículo 17 de la Ley N° 30264	23/01/2015	Se incorpora a las entidades del Gobierno Nacional en los alcances de la Ley N° 29230, “Ley que impulsa la inversión pública regional y local con participación del sector privado.”
Ley N° 30327, “Ley de promoción de las inversiones para el crecimiento económico y desarrollo sostenible”	21/05/2015	1) La aprobación de los Términos de Referencia de los EIA implica la autorización de investigación para el levantamiento de la línea base. Reduce aproximadamente tres meses para elaborar la línea de base. 2) Permite el uso compartido y gratuito de la Línea de Base de un EIA ya aprobado si el nuevo proyecto se ubica en la misma área que el original y el EIA no tiene más de cinco años de aprobado. 3) Crea la Certificación Ambiental Global que emitirá el Senace a mediante Ventanilla Única de Certificación Ambiental para acelerar el inicio de ejecución de obras de proyectos de inversión. 4) Simplifica procedimientos para imponer servidumbres sobre terrenos eriazos de propiedad estatal en un plazo no mayor a 10 días hábiles por la Superintendencia Nacional de Bienes Estatales. 5) Dicta medidas de protección de derechos de vía y localización del área otorgada para

		proyectos de inversión. 6) Simplifica el procedimiento de expropiaciones para obras de gran envergadura acelerando su ejecución en más de un año.
Ley N° 30335, “Ley que delega en el Poder Ejecutivo la facultad de legislar en materia administrativa, económica y financiera”	01/07/2015	Establece garantías a la inversión para mejorar el clima de negocios y simplificar los procesos de promoción de Proinversión (APPs y otros) Propone la creación de la Ley Marco de Promoción de la Inversión Público Privada y busca incluir precisiones a la Ley de Obras por Impuestos.
D.L N° 1192, “Aprueba la Ley Marco de Adquisición y Expropiación de inmuebles, transferencia de inmuebles de propiedad del Estado, liberación de Interferencias y dicta otras medidas para la ejecución de obras de infraestructura”	23/08/2015	Establece el régimen jurídico del proceso de adquisición y expropiación de inmuebles de propiedad del Estado y liberación de interferencias para la ejecución de obras de infraestructura.

Otras normas asociadas al sector hidrocarburos

Norma	Fecha	Principal(es) disposición(es)
D.S. N° 039-2014-EM. Aprueban reglamentos para la protección ambiental en las actividades de hidrocarburos.	12/11/2014	Norma la protección y gestión ambiental de las actividades de hidrocarburos para prevenir, minimizar, rehabilitar, remediar y compensar los impactos ambientales negativos derivados de tales actividades, para alcanzar un desarrollo sostenible.
D.S. N° 316-2014-EF. Modifican el ISC de los bienes contenidos en el nuevo Apéndice III del TUO la Ley del IGV e ISC.	21/11/2014	Reduce el ISC a las gasolinas y gasoholes para reducir a su vez los precios finales en un monto adicional de entre 4% y 5%. Dispone un ajuste extraordinario en la banda de precios del FEPC para una reducción en el precio del diésel vehicular de aproximadamente S/. 1 por galón y de S/. 1.6 por kg. de GLP, para generar un ahorro estimado de S/. 857 millones en la economía.
D.U. N° 005-2014. Dictan medidas extraordinarias para estimular la economía.	21/11/2014	Actualiza de forma excepcional la banda de precios objetivo en el marco del FEPC.
D.U N° 001-2015. Disponen medidas excepcionales para la actualización de la Banda de Precios de combustibles comprendidos en el FEPC.	08/01/2015	1) Actualiza la Banda de Precios de los combustibles afectos al FEPC para permitir una reducción de entre 15% y 19% en precios de combustibles. 2) Reduce el período de actualización de la Banda de Precios de los combustibles a una frecuencia mensual. Estas medidas fueron prorrogadas por la Ley N° 30334, “Ley que establece medidas para dinamizar la economía en el año 2015, de junio de 2015.”

Fuente: MEF. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Acápito 8-2

PMRT, detalles técnicos sobre la ampliación y construcción de nuevas unidades, nuevos servicios auxiliares y facilidades generales

Las unidades nuevas y ampliadas que comprende el proyecto²⁹ son las siguientes:

1. Unidad de destilación primaria.
2. Unidad de destilación al vacío I.
3. Unidad de destilación al vacío III.
4. Unidad de craqueo catalítico fluido.
5. Unidad de hidrotratamiento de nafta liviana.
6. Unidad de hidrotratamiento de nafta craqueada.
7. Unidad de reformación catalítica de nafta.
8. Unidad de hidrotratamiento de diésel.
9. Unidad de coquificación de residuo de vacío.
10. Planta de ácido sulfúrico (TM/D).
11. Planta de hidrógeno (MMPCD).
12. Generación eléctrica – autoabastecimiento (MW).

Descripción de las unidades de proceso a ser ampliadas

La unidad de destilación primaria separa (fracciona) los cortes o cadenas de carbono de las cuales está compuesto el petróleo. La operación actual procesa 65 MBPD de carga y con la Modernización se incrementará hasta 95 MBPD.

La destilación al vacío es un proceso utilizado para separar fracciones de hidrocarburos cuyas temperaturas normales de ebullición son superiores a la temperatura de desintegración térmica o craqueo (350-400°C). A la fecha esta unidad tiene una capacidad de proceso de 28 MBPD. Con la modernización se construirá una nueva unidad de destilación al vacío de 52.7 MBPD.

Mediante el proceso de craqueo catalítico o desintegración catalítica, las fracciones pesadas de los hidrocarburos son convertidas en productos livianos, tales como: gasolinas de alto octanaje, aceites cíclicos livianos y aceites cíclicos y clarificados pesados. A la fecha, esta unidad opera a una capacidad de 19 MBPD. Luego de la modernización, se incrementará la capacidad hasta 25 MBPD.

A la fecha, la refinería produce vapor en dos niveles de presión: 600 y 150 psig. El caldero de CO será reemplazado con enfriador de catalizador de CCF y tendrá una capacidad de aproximadamente 300 000 lb/hr de vapor. El gas combustible de bajo poder calorífico será mezclado con el gas tratado de refinería y usado en los hornos de procesos existentes y nuevos. Siendo un combustible de bajo azufre, no se requiere tratamiento del SO_x. Dado que los gases se quemarán a una temperatura de llama algo más baja se prevé no serán necesarios quemadores que produzcan bajo NO_x, lo cual se confirmará durante el diseño detallado.

El sistema de antorcha existente, se mantendrá sin superar su capacidad de diseño y continuamente está quemando 30 000 scfd³⁰ de gas de venteo. Se tiene previsto instalar un nuevo sistema de antorcha para manejar el gas de venteo y alivio de presiones de las nuevas unidades.

Facilidades portuarias

La refinería de Talara cuenta a la fecha con un muelle localizado en la bahía de Talara, con una capacidad para atender solo un barco con una duración de 20 horas de carga. Se prevé la construcción de un nuevo muelle, de tal manera que puedan ser atracadas embarcaciones de 35 000 toneladas para descargar crudos y cargar productos del petróleo y ácido sulfúrico. Se espera que el muelle opere las 24 horas del día.

Sistema contra incendios

Para reforzar el sistema contraincendios existente, se dotará de nuevas bombas de agua contraincendios en el nuevo muelle, en una zona donde tendrán una captación sin riesgo de arenamiento o en Punta Arenas, a ser definido en el diseño detallado.

Descripción de las nuevas unidades de procesos

1. Unidad de hidrotratamiento de diésel

Para satisfacer la creciente demanda de petróleo diésel de alta calidad en el país y reducir el contenido de azufre en el petróleo diésel, se construirá una unidad de hidrotratamiento de las corrientes que conforman el pool de 41 MBPD de capacidad. En esta unidad se eliminará el azufre, produciendo diésel con menos de 50 ppm en peso de azufre, el cual luego pasará a ser almacenado en los tanques respectivos.

2. Unidad de hidrotratamiento de nafta liviana

La unidad de hidrotratamiento de nafta liviana tendrá una capacidad de carga de 13.3 MBPD, con el objetivo de producir una nafta libre de azufre y nitrógeno y fracciones C6 - para alimentar la unidad de reformación aguas abajo.

3. Unidad de reformación catalítica

Con el objetivo de producir reformado RON³¹ 98 necesario para cubrir los requerimientos de octanaje de las mezclas de gasolina, se instalará una unidad de reformación catalítica con una capacidad de 9.5 MBPD de nafta tratada proveniente de la unidad de hidrotratamiento.

4. Unidad de hidrotratamiento de nafta FCC

La unidad de hidrotratamiento de nafta FCC producirá nafta libre de azufre. Tendrá una capacidad de carga de 9.5 MBPD.

5. Unidad de *flexicoker*

El *flexicoking* es un proceso continuo de desintegración térmica que convierte hasta 99% de la fracción más pesada de crudo destilado (fondo de vacío) en una gran variedad de productos de mayor valor comercial como son los gases, gasolina, gasóleo de *coker* liviano procesable. La nueva unidad de *flexicoking* será de 22.6 MBPD.

6. Planta de producción de hidrógeno

El hidrógeno constituye un insumo básico de las plantas de hidrosulfuración por su gran poder reductor. La planta de hidrógeno a construirse tendrá una capacidad de 30 MMPCD.

7. Planta de ácido sulfúrico

La planta de ácido sulfúrico de 560 TMD permitirá aprovechar el contenido de azufre de los gases ácidos de refinería provenientes de las unidades CCF, *coker* e hidrosulfuradoras. Una de las grandes ventajas de planta de ácido sulfúrico es que reducirá significativamente la emisión de dióxido de azufre al ambiente mientras crea subproductos comercializables que fijan el mismo.

8. Planta de tratamiento de GLP

Es una unidad convencional de 8.2 MBPD para reducir el contenido de azufre en los cortes individuales C3 y C4, para alcanzar las especificaciones requeridas.

Nuevos servicios auxiliares y facilidades generales

1. Suministro de agua de mar para enfriamiento

La refinería ampliada requerirá de 50 mgpm (mil galones por minuto) de agua tanto para enfriamiento como para desalinización de agua de mar.

2. Suministro de agua dulce

Se prevé que la planta de ósmosis reversa suministre agua desalinizada a la refinería en aproximadamente 2 mgpm de agua de mar como alimentación para la desaladora.

3. Generación eléctrica

El proyecto plantea generar electricidad mediante un conjunto de turbinas a gas, utilizando el gas de refinería o GN operando en cogeneración. La cogeneración tendrá una potencia de 100 MW.

4. Gas combustible

La refinería modernizada requerirá 2 000 MMBTU/hr de combustible, incluyendo el gas para la generación de hidrógeno y energía eléctrica. El gas de refinería proporcionará 1 100 MMBTU/hr, incluyendo el exceso de butano que está incluido en el gas combustible. El *flexicoking* suministrará un adicional de 1 350 MMBTU/hr de gas de bajo BTU, sin embargo, de acuerdo con el balance general de energía, se requerirá una compra de 13 MMBTU/hr de gas natural.

Facilidades generales

1. Sistema de tanques de almacenamiento de crudo y productos

Se adicionarán 81 000 barriles de almacenamiento de GLP. Para el resto de requerimientos del almacenamiento se puede cumplir cambiando el servicio de los tanques existentes.

2. Sistema de drenajes y desagües sanitarios

Se instalará un sistema de alcantarillado sanitario, cuyo propósito es de llevar las aguas residuales, los líquidos o desperdicios de agua de la fuente del alcantarillado a la planta de tratamiento.

3. Edificio de laboratorio

Se proyecta la construcción de un nuevo edificio de laboratorio, en reemplazo del existente y que será construido fuera de las áreas de procesos de la refinería. El área total que ocupará el laboratorio será de aproximadamente de 1 200 metros cuadrados.

4. Edificio de oficinas

Se contempla la construcción de un nuevo edificio de oficinas que será construido fuera del área de procesos y tendrá una capacidad para albergar de 75 a 100 empleados administrativos y de gerencia. El espacio a ocupar este edificio será de aproximadamente 1 900 m².

5. Caminos

Se proveerá de una pista en cada lado de las nuevas unidades. En adición, se suministrarán pistas para los accesos a las nuevas instalaciones tales como: tanques, edificios, quemador, muelle, etc. Todos los caminos serán dentro del recinto de la refinería.

Acápites 8-3

Detalles técnicos del proyecto de adecuación a nuevas especificaciones de combustibles de la refinería La Pampilla (RLP21)

El proyecto RLP 21 "Adecuación a Nuevas Especificaciones de Combustibles" considera dos bloques principales y *offsites*:

- Bloque destilados medios (DM), que comprende modificaciones en las unidades U26 (Unidad HDS gasóleo), U53 (Unidad de regeneración de aminas y recuperación de azufre) y U58 (Unidad de hidrógeno).
- Bloque gasolinas (GA), que comprende modificaciones en las unidades U20 (Unidad de Hidrotratamiento e Hidrogenación Selectiva de Nafta), U25 (Unidad de isomerización de nafta ligera) y U27 (Unidad de reformado de nafta pesada). También comprende el edificio U-62, que alberga la subestación eléctrica y los armarios de los sistemas de control y seguridad asociados.

- Bloque *offsites*, que comprende modificaciones en colectores generales RLP 21-INT-013, interconexiones de proceso U26 RLP 21-INT-002, servicios auxiliares U53-*fuel gas*, Interconexiones RLP 21-INT-012: U20, U25, U27, Interconexiones *blending* U31, U63 nueva caldera y modificaciones U51-SWS.
- Estación de regulación y medida (ERM) tiene la finalidad de suministrar GN a la existente unidad de cogeneración y a las futuras unidades de refino.

El Proyecto RLP 21 queda enmarcado dentro de los siguientes bloques:

- Bloque destilados medios (DM), que engloba las unidades 26 y 53.
- Bloque gasolinas (GA), que engloba las unidades 20, 25 y 27.
- Bloque *offsites* (OFFS), que engloba varios servicios e interconexiones entre unidades.
- Bloque Hidrógeno (H2), que comprende la unidad 58 correspondiente a la planta de hidrógeno.
- Estación de Regulación y Medida (ERM), compuestas por colector desde la red de gas natural (GN) de alta presión existente, colector para suministro de GN a la estación reguladora de presión (56-ERP-1) y estación de filtrado (56-EF-1), colector de suministro de GN de alta presión a refinería, estaciones de regulación y medida y red de distribución interna de GN.

Bloque de Destilados Medios (DM): Unidad de HDS gasóleo (U-26)

La finalidad del proceso de hidrodesulfuración (HDS) de gasóleo es eliminar el azufre (que es una impureza contaminante) en las fracciones de gasóleo, provenientes de las distintas unidades de tratamientos (UDPI, UDPII, UDVI, etc.). El proceso de HDS se lleva a cabo mediante una reacción a altas temperaturas y alta presión, en una atmósfera de hidrógeno.

Bloque de Destilados Medios (DM): Unidad de regeneración de aminas y de recuperación de azufre (U-53)

En esta unidad se alimenta la amina rica procedente de la unidad de hidrodesulfuración de gasóleos (HDS, U-26), de la sección de recuperación de gases (FCC, U-23) y de la unidad de visbreaking (VB, U-24). El gas ácido producido, principalmente H₂S, se envía a la nueva unidad de recuperación de azufre U-53, donde el H₂S se convierte en azufre elemental. La amina pobre, una vez extraído el H₂S, se retorna a las unidades respectivas.

Bloque de Gasolinas (GA): Unidad de hidrotratamiento e hidrogenación selectiva de nafta (U-20)

Sección de hidrogenación selectiva de nafta

El objetivo de esta sección es hidrotratar selectivamente la nafta de FCC de forma que se saturen las diolefinas y al mismo tiempo las especies de azufre ligeras se conviertan en otras más pesadas para a continuación fraccionarlas en una nafta ligera (< 50 ppm) y una nafta pesada rica en azufre.

La sección está dividida en dos partes:

- Sección de reacción
- Sección del splitter.

Como producto se obtiene nafta pesada que será enviada como alimentación a la sección de hidrotratamiento, y nafta ligera (contenido de azufre menor a 50 ppm), enviada a almacenamiento.

Sección de hidrotratamiento de nafta

El objetivo principal de esta sección es producir naftas desulfuradas con un contenido máximo de azufre menor a 0.5 ppm, las cuales constituirán la alimentación a las unidades de reformado e isomerización para obtener como producto final gasolinas dentro del marco de la nueva normativa que regula la composición de estos combustibles, así como una nafta muy pesada que se enviará a la mezcla de diésel. La sección está dividida en cuatro partes:

- Sección de alimentación.
- Sección de reacción.
- Sección del Stripper (Agotador).
- Sección del Splitter.

Bloque de Gasolinas (GA): Unidad de isomerización de nafta ligera (U-25)

La unidad U-25 tiene por objeto mejorar el índice de octano de la nafta ligera hidrotratada procedente de la U-20 mediante la conversión de las cadenas de hidrocarburos lineales en sus isómeros ramificados. El valor mínimo de índice de octano RON que se establece para la corriente de isomerato producto es de 87.0.

Esta nueva unidad está formada por las siguientes secciones:

- Sección de secado.
- Sección de reacción.
- Sección de estabilización.
- Sección de desisohexanización.
- Sección de lavado cáustico.

Bloque de Gasolinas (GA): Unidad de reformado de nafta pesada (U-27)

La unidad U-27 tiene por objeto mejorar el índice de octano de la nafta pesada hidrotratada procedente de U-20 produciendo una corriente de nafta reformada con un índice RON de 99 mínimo y produciendo adicionalmente hidrógeno que se empleará, por un lado, en la unidad 20, y enviándose también a la red de hidrógeno de baja pureza.

Esta nueva unidad está formada por tres secciones:

- Sección de reacción.
- Sección de absorción.
- Sección de estabilización.

Bloque de Gasolinas (GA): Descripción subestación eléctrica N° 23 y sala de racks N° 4 (U-62)

El alcance incluye la construcción de un edificio destinado a subestación eléctrica y sala de *racks*. Este edificio tendrá capacidad para albergar el equipamiento de las unidades U-20, U-25 y U-27, así como alimentaciones a otras unidades del complejo. Preverá igualmente espacio para futuras ampliaciones.

Acápito 8-4

Detalles técnicos de los proyectos en Plantas de Abastecimiento

A) Proyecto nuevo terminal Ilo

El alcance del proyecto cubre los siguientes sistemas:

1. Recepción de gasolina 84, gasolina 90, gasolina 95, diésel 2 y diésel B5 mediante líneas submarinas y amarradero multiboyas.
2. Recepción de alcohol carburante mediante camiones cisterna.
3. Despacho de diésel B5, diésel 2, gasohol 84, gasohol 90 y gasohol 95.
4. Tanques de almacenamiento
5. Sistema contra incendio.
6. Sistema de drenaje aceitoso.
7. Sistema de agua de servicio.
8. Sistema de agua pluvial.
9. Tuberías y equipamiento mecánico.
10. Diseño civil.
11. Diseño arquitectónico.
12. Sistema de protección atmosférico.
13. Sistema de puesta a tierra.
14. Sistema eléctrico en baja tensión.
15. Instrumentación y control.
16. Protección catódica para líneas submarinas.

La capacidad de sus 17 tanques de almacenamiento de combustibles es:

Cuadro A.8-1

Capacidad de almacenamiento de tanques de nuevo terminal de Ilo

Ítem	Tanque	Combustible	Capacidad Nominal (MB)	Capacidad Útil (MB)
1	TK-1	DB5	91	75.08
2	TK-2	DB5	91	75.08
3	TK-3	D2	91	75.08
4	TK-4	DB5	91	75.08
5	TK-5	DB5	91	75.08
6	TK-6	D2	91	75.08
7	TK-7	G84	16	10.34
8	TK-8	G90	34	25.62
9	TK-9	G95	17	11.86
10	TK-10	G90	34	25.82
11	TK-11	Alcohol Carburante	26	21.14
12	TK-12	G84	16	10.34
13	TK-14	DB5	82	67.48
14	TK-15	D2	91	75.08
15	TK-16	DB5	74	60.26
16	TK-17	DB5	62	49.97
17	TK-18	D2	52	40.56

Fuente y elaboración: GFHL – Osinergmin.

B) Proyecto planta de ventas Puerto Maldonado

El alcance del proyecto cubre los siguientes sistemas:

1. Recepción de gasolina 84, diésel B5 y alcohol carburante mediante camiones cisterna.
2. Despacho de diésel B5 y gasohol 84.
3. Tanques de almacenamiento.
4. Sistema contra incendio.
5. Sistema de drenaje aceitoso.
6. Sistema de agua de servicio.
7. Sistema de agua pluvial.
8. Tuberías y equipamiento mecánico.
9. Diseño civil.
10. Diseño arquitectónico.
11. Sistema de protección atmosférico.
12. Sistema de puesta a tierra.
13. Sistema eléctrico en baja tensión.
14. Instrumentación y control.

La capacidad de sus ocho tanques de almacenamiento de combustibles es:

Cuadro A.8-2
Capacidad de almacenamiento de tanques de planta de ventas de Puerto Maldonado

Ítem	Tanque	Combustible	Capacidad Nominal (MB)	Capacidad Útil (MB)
1	T-01	Gasolina 84	11.6	10.50
2	T-02	Gasolina 84	11.6	10.50
3	T-03	Gasolina 84	11.6	10.50
4	T-04	DB5	49.5	45.00
5	T-05	DB5	49.5	45.00
6	T-06	DB5	49.5	45.00
7	T-07	Alcohol Carburante	1.8	1.65
8	T-08	Alcohol Carburante	1.8	1.65

Fuente y elaboración: GFHL – Osinergmin.

C) Proyecto planta de ventas Pasco

El alcance del proyecto cubre los siguientes sistemas:

1. Recepción y despacho de gasohol 84, gasohol 90 y diésel B5 mediante camiones cisterna.
2. Tanques de almacenamiento
3. Sistema contra incendio.
4. Sistema de drenaje aceitoso.
5. Sistema de agua de servicio.
6. Sistema de agua pluvial.
7. Tuberías y equipamiento mecánico.
8. Diseño civil.
9. Diseño arquitectónico.
10. Sistema de protección atmosférico.
11. Sistema de puesta a tierra.
12. Sistema eléctrico en baja tensión.
13. Instrumentación y control.

La capacidad de sus cinco tanques de almacenamiento de combustibles es:

Cuadro A.8-3
Capacidad de almacenamiento de tanques de la nueva planta de ventas Pasco

Ítem	Tanque	Combustible	Capacidad Nominal (MB)	Capacidad Útil (MB)
1	TQ-1	DB5	6.10	5.57
2	TQ -2	DB5	6.10	5.57
3	TQ -3	Gasohol 90	1.75	1.50
4	TQ -4	Gasohol 90	1.75	1.50
5	TQ -5	Gasohol 84	1.40	1.20

Fuente y elaboración: GFHL – Osinergmin.

D) Proyecto planta de ventas Bayóvar

El alcance del proyecto cubre los siguientes sistemas:

1. Recepción de diésel B5, gasolina 90, MGO, IFO mediante líneas submarinas y amarradero multiboyas.
2. Recepción de Alcohol carburante mediante camiones cisterna.
3. Despacho de diésel B5, MGO, IFO y Gasohol 90.
4. Tanques de almacenamiento
5. Sistema contra incendio.
6. Sistema de drenaje aceitoso.
7. Sistema de agua de servicio.
8. Sistema de agua pluvial.
9. Tuberías y equipamiento mecánico.
10. Diseño civil.
11. Diseño arquitectónico.
12. Sistema de protección atmosférico.
13. Sistema de puesta a tierra.
14. Sistema eléctrico en baja tensión.
15. Instrumentación y control.
16. Protección catódica para líneas submarinas.

La capacidad de sus siete tanques de almacenamiento de combustibles es:

Cuadro A.8-4
Capacidad de almacenamiento de tanques de nueva planta de ventas Bayóvar

Ítem	Tanque	Combustible	Capacidad Nominal (MB)	Capacidad Útil (MB)
1	T-401	DB5	40.0	34.78
2	T-402	DB5	40.0	34.78
3	T-403	DB5	5.0	4.39
4	T-501	MGO	5.0	4.39
5	T-601	IFO 380	30.0	26.32
6	T-701	G90	5.0	4.39
7	T-801	Alcohol Carburante	5.0	4.39

Fuente y elaboración: GFHL – Osinergmin.

E) Proyecto planta de abastecimiento de GLP - Pariñas

El alcance del proyecto de GLP cubre los siguientes sistemas:

1. Tanques de almacenamiento
2. Sistema contra incendio.
3. Sistema de agua pluvial.
4. Tuberías y equipamiento mecánico.
5. Diseño civil.
6. Diseño arquitectónico.
7. Sistema de protección atmosférico.
8. Sistema de puesta a tierra.
9. Sistema eléctrico en baja tensión.
10. Instrumentación y control.

La capacidad de sus seis tanques de almacenamiento de GLP es:

Cuadro A.8-5
Capacidad de almacenamiento de tanques de nueva planta de ventas Pariñas

Ítem	Tanque	Producto	Capacidad (MB)
1	TK-4606	GLP	1.57
2	TK-4606	GLP	1.57
3	TK-4606	GLP	2.02
4	TK-4606	GLP	2.02
5	TK-4606	GLP	2.02
6	TK-4606	GLP	2.02

Fuente y elaboración: GFHL - Osinergmin

Acápito 8-5
Proyectos de GN

1. Proyecto de masificación del uso de GN en las ciudades alto andinas (GNC)

Cuadro A.8-6

Ficha técnica de proyecto Redes de distribución de GN en ciudades alto andinas, proyecto de GNC

Datos del contrato	Firma de contrato (Cierre): 17/10/2013 Puesta en operación comercial: 25/10/2015 (1)
Operador calificado	Graña y Montero Petrolera S.A. (Titular: Sociedad Operadora: Transportadora de Gas Natural Comprimido Andino SAC)
Plazo de concesión	10 años más ocho meses de construcción
Localización	Área de influencia para abastecer GNV: Abancay, Andahuaylas, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Juliaca y Puno. La incorporación de las estaciones de Servicio GNV de Huamanga, Huanta y Cusco al proyecto se encuentra en proceso de definición por parte de la DGH y cada Gobierno Regional.
Inversión	US\$ 14.6 Millones
Descripción del Proyecto	Diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del sistema de abastecimiento de GNC a las ciudades de Abancay, Andahuaylas, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Juliaca y Puno y posterior transferencia de los Bienes del Proyecto, de acuerdo al siguiente detalle: <ul style="list-style-type: none"> • Estación de Compresión de Huamanga que parte de la Derivación Principal de Ayacucho (TGP) • Sistema de transporte y almacenamiento de GNC mediante camiones cisternas. • Estaciones de GNV.
Etapas	El avance global al 31/05/2015 es de 43.5% . Continúan coordinaciones para la obtención de los terrenos para las Estaciones de GNV

Nota. El precio del GNV será igual al precio en Lima de este combustible. (1) Tercera reprogramación por MEM con Oficio N° 1023 - 2015.MEM/DGH, del 05/08/2015 al 25/10/2015.

Fuente: GFGN – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro A.8-7
Ficha técnica de proyecto

Plazo de concesión	32 años a partir de firma de contrato de concesión en la fecha de cierre.
Localización	Regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali (ver mapa en ilustración 8-5).
Inversión	US\$ 300 millones aproximadamente
Descripción del Proyecto	<p>Proyecto autosostenible, cuyo objetivo es la entrega en concesión para el diseño, financiamiento, construcción, operación, mantenimiento y transferencia al Estado peruano, de sistemas de distribución de GN por red de ductos en las ciudades de Andahuaylas, Abancay, Huamanga, Huanta, Huancavelica, Huancayo, Jauja, Cusco, Quillabamba, Juliaca, Puno y Pucallpa, las mismas que se encuentran ubicadas en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali.</p> <p>El inversionista, en el marco del D.L. 1012 firmará un contrato de concesión con el Estado peruano y prestará el servicio de distribución de GN a diversos usuarios.</p> <p>La infraestructura mínima que deberá implementar, como parte de la concesión, en cada ciudad será:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Estación de recepción y regulación principal • Red de acero de alta presión • Estaciones de regulación distritales • Red de polietileno de media presión <p>El inversionista podrá contar con suministro de GN mediante tecnologías como GNC y GNL y/o directamente mediante infraestructura de ductos conectados a un determinado sistema de transporte o de producción.</p> <p>El inversionista accederá a ventajas como convenios de estabilidad jurídica, devolución anticipada de IGV, entre otros.</p>
Etapas	La convocatoria y publicación de las bases que regirán el concurso se ha efectuado el 19 de diciembre de 2014. La adjudicación de la buena pro está prevista para el octubre de 2015.

Fuente: GFGN – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Ilustración A.8-2
Mapa de influencia del proyecto



Fuente y elaboración: Proinversión.

Cuadro A.8-8
Cronograma del proyecto

Convocatoria	Fecha
1. Convocatoria y publicación de bases	19/12/2014
2. Consulta a las bases	Hasta 14/07/2015
3. Absolución de consultas a las Bases	Hasta 07/08/2015
4. Calificación	Hasta 22/09/2015
5. Anuncio de Calificación	Hasta 02/10/2015
6. Envío Versión Final de Contrato a Postores	Hasta 06/10/2015
7. Presentación de Ofertas y Buena Pro	30/10/2015
8. Cierre del Concurso	Dentro de los 90 días calendario de adjudicada la Buena Pro
Circular N° 10 (06.08.15)	

Fuente: Proinversión. Elaboración: OEE – Osinergmin.

3. Masificación de GN con GNL: Concesión Norte

Cuadro A.8-9
Ficha técnica de proyecto Masificación de GN con GNL: Concesión Norte

Datos del contrato	Firma de contrato (Cierre): 31/10/2013 Puesta en operación comercial: 30/06/2016
Operador calificado	Surtigas S.A. ESP (Titular: Gases del Pacífico S.A.C. (GDP))
Plazo de concesión	21 años, incluye 24 meses de construcción.
Localización	El área de influencia es Chimbote, Chiclayo, Trujillo, Huaraz, Cajamarca, Lambayeque, Pacasmayo.
Inversión	US\$ 145 millones
Descripción del Proyecto	<p>El proyecto consiste en brindar el servicio de distribución de GN por red de ductos en las áreas de concesión, para lo cual se contempla la siguiente infraestructura inicial.</p> <p>Componentes del proyecto inicial:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Transporte terrestre de GNL desde el punto de suministro (estación carga Perú LNG). • Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, y las estaciones de regulación, medición y odorización, a ubicarse en las ciudades por abastecer. • Sistema de Distribución de GN por red de ductos para suministrar a los usuarios finales. <p>El concesionario se comprometió a conectar a 150 137 clientes residenciales en un plazo de cinco años, de acuerdo con el Primer Plan de Conexiones, que se encuentra contenido en el Anexo N° 5 del Contrato de Concesión.</p>
Etapa	El avance global estimado al 31 de mayo: 32% (Incluyendo la fabricación de los equipos y actividades previas a la construcción).

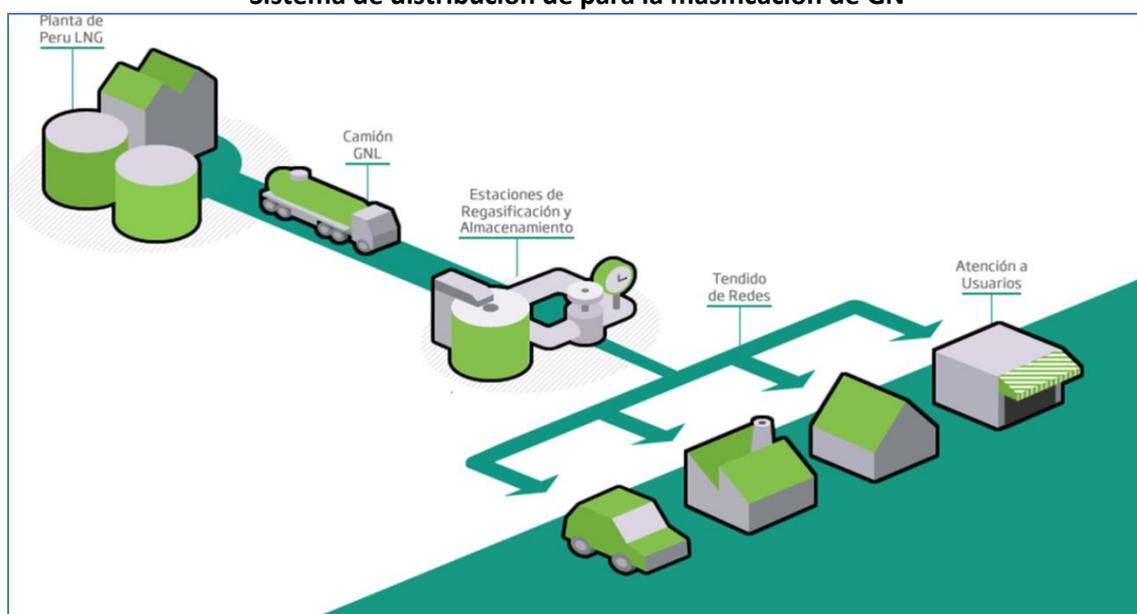
Fuente: FGFN – Osinergmin. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Cuadro A.8-10
Primer plan de conexiones del contrato de Concesión Norte

Localidad	2017	2018	2019	2020	2021	Total por localidad
Chimbote	5 044	7 399	6 390	6 110	380	25 323
Chiclayo	7 446	10 923	9 432	9 019	914	37 734
Trujillo	10 332	15 155	13 089	12 514	674	51 764
Huaraz	1 813	2 661	2 297	2 197	400	9 368
Cajamarca	3 420	5 016	4 332	4 142	590	17 500
Lambayeque	1 152	1 690	1 460	1 396	164	5 862
Pacasmayo	497	729	630	602	128	2 586
Total por año	29 704	43 573	37 630	35 980	3 250	150 137

Fuente y elaboración: GFGN – Osinergmin.

Ilustración A.8-3
Sistema de distribución de para la masificación de GN



Fuente y elaboración: concesionario del proyecto.

4. Masificación de GN con GNL: Concesión Sur-Oeste

Cuadro A.8-11

Ficha técnica de proyecto Masificación de GN con GNL: Concesión Sur Oeste

Datos del contrato	Firma de contrato (Cierre): 31/10/2013 Puesta en operación comercial: 31/10/2015
Operador calificado	Gas Natural Internacional SDG SA (Titular: Gas Natural Fenosa Perú S.A. (GNF))
Plazo de concesión	21 años, incluye 24 meses de construcción.
Localización	El área de influencia es Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna.
Inversión	US\$ 60 millones
Descripción del Proyecto	<p>El proyecto consiste en brindar el servicio de distribución de GN por red de ductos en las áreas de concesión, para lo cual se contempla la siguiente infraestructura.</p> <p><u>Componentes del proyecto</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Transporte terrestre de GNL desde el punto de suministro (estación de carga en Perú LNG) • Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación del GNL, y las estaciones de regulación, medición y odorización, a ubicarse en las ciudades por abastecer. • Sistema de distribución de GN por red de ductos para suministrar a los usuarios finales. <p>El concesionario se comprometió a conectar a 64 000 clientes residenciales en un plazo de siete años, de acuerdo al Primer Plan de Conexiones, que se encuentra contenido en el Anexo N° 5 del Contrato de Concesión.</p>
Etapas	El avance global estimado al 31 de mayo: 36% (Incluyendo la fabricación de los equipos).

Fuente: GFGN – Osinergmin. Elaboración: OEE - Osinergmin

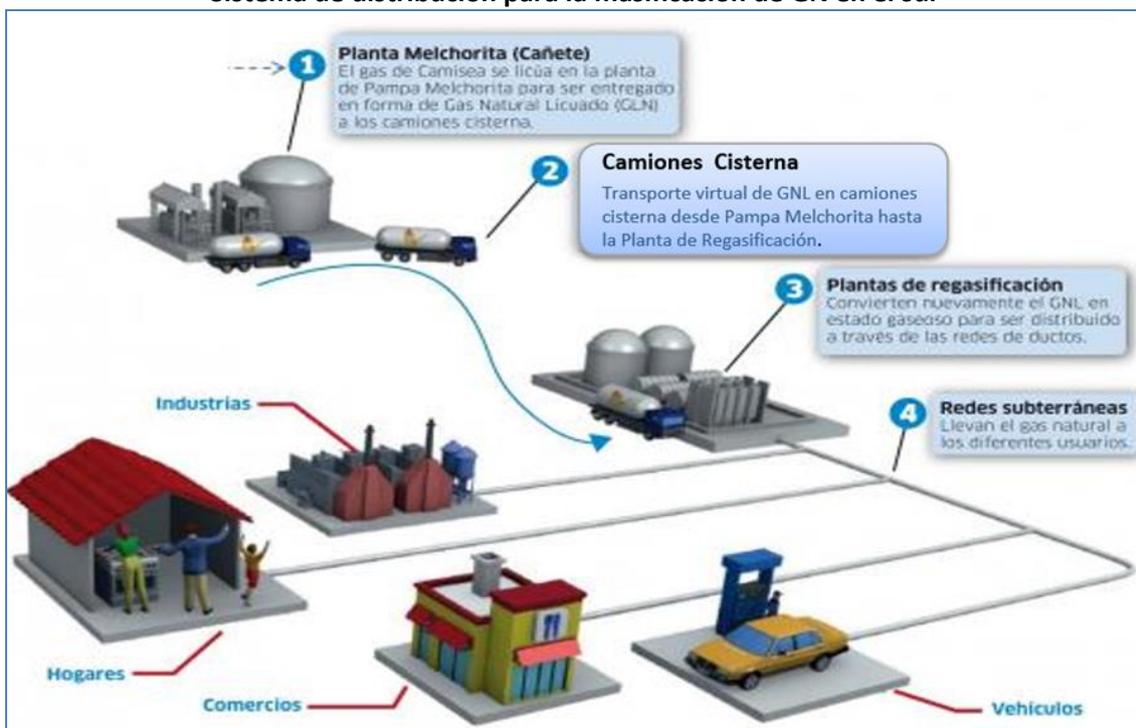
Cuadro A.8-12: Primer plan de conexiones del Contrato de Concesión Sur Oeste

Localidad	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	Total por localidad
Arequipa	1 404	4 664	12 081	6 473	9 874	3 467	2 199	40 162
Moquegua	114	392	999	623	838	291	186	3 443
Tacna	557	1 856	4 773	2 585	3 905	1 371	870	15 917
Ilo	155	521	1 346	726	1 100	385	245	4 478
Total por año	2 230	7 433	19 199	10 407	15 717	5 514	3 500	64 000

Nota. GNF debe contar con un mínimo de (4) estaciones de GNV instaladas y operativas antes de concluir el plazo del Primer Plan de Conexiones.

Fuente y elaboración: GFGN – Osinergmin.

Ilustración A.8-4
Sistema de distribución para la masificación de GN en el sur



Fuente y elaboración: Concesionario del proyecto

Cuadro A.8-13

Situación de los conflictos sociales en tratamiento en zonas cercanas donde se desarrollan las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Perú

Nombre del Caso	Descripción del caso	Actores	Acciones Recientes en Proceso
Reserva Territorial Kugapakori, Nahua, Nanti y otros (RTKNN) y Lote 88	El Decreto Supremo N° 028-2003-AG declaró Reserva Territorial del Estado a favor de los grupos étnicos en aislamiento voluntario y contacto inicial Kugapakori, Nahua, Nanti y otros allí presentes. Sin embargo, posteriormente se autorizó la exploración de Lote 88 (Camisea). Las organizaciones indígenas AIDSESEP, ORAU y COMARU no están de acuerdo con la ampliación de las operaciones en el lote.	MC, ONDS-PCM, Comaru, Aidesep, ORAU, MRE, Pluspetrol, MEM.	<p>En la XXIII Reunión Trimestral del 26 de marzo de 2015 participaron los interesados incluyendo representantes de la GFGN de Osinergmin. Las organizaciones indígenas no mencionaron oposición a la ampliación de operaciones en el Lote 88.</p> <p>El MC señaló preocupación por la asociación realizada entre la afectación a la RTKNN y las operaciones del Lote 88.</p> <p>No obstante, señala que el campamento de Camisea está separado, por el Parque Nacional del Manu, del pueblo Shipetiari donde hubo un conflicto entre los indígenas habitantes y los Mashco Piro. Últimamente no se ha vuelto a ver a Mashco Piro en la zona. Cabe señalar que la ampliación del Lote 88 a 23% de la RTKNN puede tener impactos que no han sido cuantificados aún.</p>
Situación en Pichanaki Pluspetrol E&P – Lote 108	El Frente de Defensa Ambiental organizó en el año 2014 movilizaciones contra la operación de Pluspetrol en la Selva central bajo el argumento de que contaminará las tierras de los agricultores. Exigieron el retiro de la empresa, derogar la Ley N° 26221, el Proyecto de Ley de Reactivación Económica y rechazo a la minería por daños ambientales y sociales.	AA.HH. de Pichanaki, Agricultores de las cuencas de Belén Anapiari, Pampa Camona, Colonia Huanca entre otras, Roberto Cavarria Viltoma, Pdte. del Frente de Defensa Ambiental de Pichanaki, Padre Ricardo García García, Pluspetrol.	<p>En junio de 2015, Pluspetrol comunicó que aún falta neutralizar un total de 96 pozos sísmicos.</p> <p>El mismo mes se realizó la III Mesa de Desarrollo de la Selva central en Pichanaki donde se informó la priorización de una inversión de S/. 2 500 millones en la zona así como formar un comité de seguimiento y monitoreo del cumplimiento de los acuerdos.</p>
Pacific Stratus Lote 135 y Ecopetrol Lote 137	La Comunidad Nativa del distrito de Yaquerana se opone a la presencia de las empresas petroleras en los lotes	Orpio, Aidesep, CCNN Requena, Empresa Petrolera Pacific Stratus,	En el Lote 135, se realizó sísmica 2D en 2013 (788.40 km registrados). En el Lote 137 no se ha realizado ninguna actividad todavía.

	mencionados.	Comunidad Nativa Matses, ONDS-PCM, MC, MEM.	
Pluspetrol Norte: Lote 8 y Pacific Stratus Energy Perú S.A. Lote 192 (antes 1AB)	Las federaciones indígenas de Loreto (Feconaco, Feconat, Acodecospat y Fediquep) demandaron al Estado dimensionar y evaluar la contaminación en las zonas de influencia de los Lotes 192 (antes 1AB) y Lote 8, explotados por Pluspetrol Norte, así como en las cuencas Pastaza, Tigres, Corrientes y Marañón. Exigieron la aplicación de la Ley de Consulta Previa en el Lote 192, la indemnización por los daños ambientales provocados, la implementación de un plan integral de salud y la ejecución de planes de desarrollo integral que garantice la seguridad alimentaria de las comunidades afectadas. Se creó la Comisión Multisectorial (RS 200-2012-PCM y modificatoria), y luego la Comisión de Desarrollo de las cuencas del Pastaza, Tigre, Corrientes y Marañón, de Loreto (RS 119-2014-PCM).	Fediquep, Feconaco, Feconat, Acodecospat, Congreso de la República, Defensoría del Pueblo (DP), Pluspetrol Norte S.A., ONDS-PCM, Gobierno Regional de Loreto y Comisión Multisectorial.	El MEM, Perúpetro, MC y ONDS-PCM participaron en los talleres informativos de la consulta previa del Lote 192. El pasado 29 de agosto se publicó en el diario El Peruano el D.S N° 027-2015-EM que aprueba el Contrato de Servicios Temporal para la Explotación de Hidrocarburos en el Lote 192, Perúpetro recibió las instalaciones de dicho lote de parte de Pluspetrol Norte S.A., y se las entregó a la empresa Pacific Stratus Energy Perú S.A., el nuevo operador. Actualmente continúan las operaciones en los Lotes 192 y 8.
Maple Gas – Lote 31B	Los comuneros de Canaán demandaron a la empresa Maple que reconozca el estudio de valorización independiente sobre los impactos ambientales generados por la operación de la empresa.	Municipalidad Provincial de Ucayali, Municipalidad Distrital de Contamana, ORAU, Feconbu, Aidesep, Earth Rights International, Empresa Maple Gas, CC.NN Canaán de Cachiyacu, ONDS-PCM.	En junio de 2015, Perúpetro informó a la DGAAE (con copia a Osinergmin) que la empresa Maple decidió devolver el Lote 31D, al no aceptarle la modificación en el pago de regalías que había solicitado. La comunidad nativa Canaán de Cachiyacu solicitó al MEM y a la empresa Maple Gas información por escrito sobre el cumplimiento del acuerdo suscrito hace dos años, con respecto al Estudio de Valorización Económica Ambiental. La empresa continúa con sus actividades de producción en el Lote.
Repsol - Lote 57	La ODPK se opone a las actividades realizadas	MEM, Perúpetro, PCM,	La presencia de Repsol originó una división interna en la

	<p>por Repsol en el Lote 57 y solicita la presencia del Estado por medio de talleres informativos.</p>	<p>ODPK, CC.NN Tsoroja, Org. de la Cuenca del Urubamba, CC.NN Poyeni, ONDS-PCM.</p>	<p>CC.NN de Tsoroja, surgiendo dos líderes, lo que ha motivado la intervención de las organizaciones indígenas.</p> <p>La dirigencia de la CART solicitó una audiencia con el ministro de Agricultura para suscribir un convenio sobre el proyecto productivo de cacao que beneficiaría a 15 comunidades del río Tambo.</p>
--	--	---	---

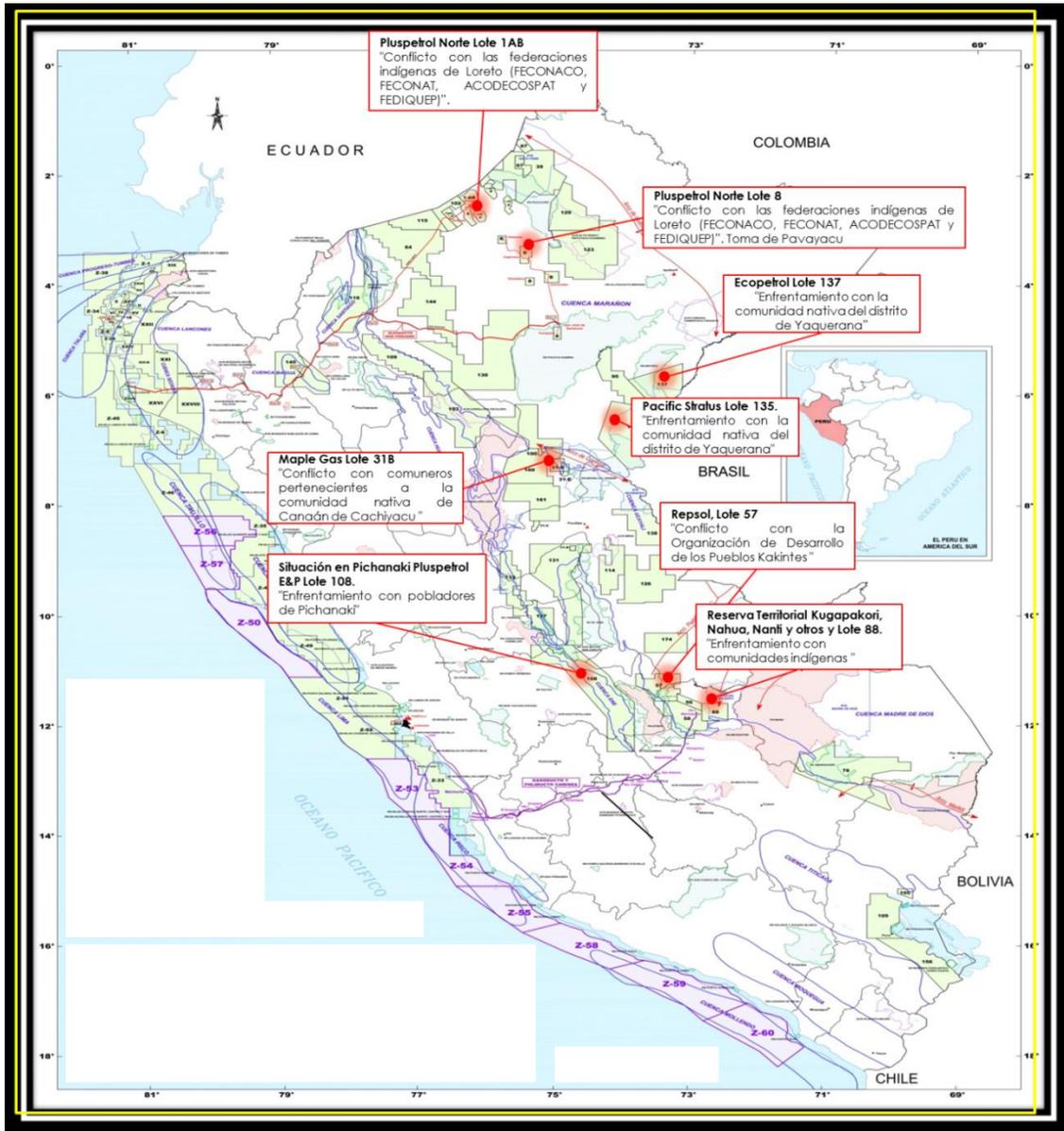
Casos en Tratamiento – Conflictos Hidrocarburíferos: Son aquellos conflictos en donde se ha establecido Comisiones para el diálogo.

Fuente: Información tomada del Reporte Mensual N° 32 *Willaqniki* de julio 2015, de la Oficina Nacional de Diálogo y Sostenibilidad (ONDS) de la Presidencia del Consejo de Ministros (PCM).

Disponible en <http://onds.pcm.gob.pe/>. Elaboración: OEE – Osinergmin.

Ilustración A.8-5

Ubicación de los conflictos sociales en tratamiento del sector hidrocarburos líquidos



Fuentes: Petroperú y ONDS. Elaboración: GFHL – Osinergmin.

¹ El texto del presente se basa en el trabajo de Vásquez (2005a).

² Si bien el texto original de Vásquez (2005a), solo se refiere a petróleo, los LGN se ubican en similares condiciones.

³ Tales como las actividades de hidrocarburos desarrolladas en refinerías, plantas de procesamiento, plantas de abastecimiento, plantas de lubricantes, plantas de producción de GLP, plantas envasadoras de GLP, terminales, importadores, distribuidores mayoristas, consumidores directos con instalaciones fijas o móviles, consumidores directos estratégicos y consumidores directos menores, comercializadores de combustibles para aviación o para embarcaciones, establecimientos de venta al público de combustibles, gasocentros de GLP, medios de transporte, distribuidores minoristas, distribuidores a granel de GLP, redes de distribución de GLP, importadores de GLP, locales de venta de GLP, establecimientos de venta al público de GNV, consumidores directos de GNV, establecimientos destinados al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte, estaciones de compresión de GNC, estaciones de carga de GNC, unidades de trasvase de GNC, estaciones de descompresión de GNC, consumidores directos de GNC, estaciones de licuefacción de GNL, estaciones de regasificación de GNL, estaciones de recepción de GNL, consumidores directos de GNL, unidades móviles de GNC-GNL, medios de transporte de GNC y medios de transporte de GNL.

⁴ Los mecanismos de valorización y pago se establecen en cada contrato, teniendo en cuenta que los hidrocarburos líquidos se valorizan sobre la base de precios internacionales y el GN sobre la base de precios de venta en el mercado nacional o de exportación, según sea el caso (arts. 45° y 46° de la LOH)

⁵ Por Decreto Supremo refrendado por el MEF y el MEM, se establece la lista de bienes sujetos al beneficio.

⁶ Artículo 6° de la LOH.

⁷ Decreto Legislativo 1013 de 14 de mayo de 2008.

⁸ Aprobado por Decreto Supremo N° 039-2014-EM.

⁹ Conforme a lo dispuesto por la Ley N° 30327.

¹⁰ Artículo 15 de la Ley N° 29565

¹¹ Art. 5° de la Ley Orgánica del Ministerio de Economía y Finanzas – Decreto Legislativo N° 183.

¹² Art. 11° de la LOH.

¹³ Art. 5° de la Ley de Organización y Funciones del Ministerio de Trabajo y Promoción del Empleo – Ley N° 29381.

¹⁴ Segunda Disposición Complementaria Final de la Ley N° 29783, publicada el 20 de agosto de 2011.

¹⁵ Art. 2° de la Ley N° 29901, publicada el 12 de julio de 2012.

¹⁶ Publicada el 15 de enero de 2013.

¹⁷ Art. 1° de la Ley N° 29981.

¹⁸ Art. 18° de la Ley N° 29981.

¹⁹ Trigésima Segunda Disposición Complementaria de la Ley N° 30114, publicada el 2 de diciembre de 2013.

²⁰ Vigésimo Sexta Disposición Complementaria Final de la Ley N° 30381, publicada el 4 de diciembre de 2014.

²¹ La prórroga establecida por la Ley 30281 es hasta el 31 de diciembre de 2015.

²² Véase: <http://www.erswhitebook.org/chapters/the-economic-burden-of-lung-disease/the-cost-of-respiratory-disease/>

²³ Fuente: Ayuda Memoria FISE 2014.

²⁴ Como referencia se puede citar los resultados de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) de Osinergmin para los años 2012, 2013 y 2014, los cuales muestran que el consumo promedio de balones de GLP de 10 kg no varió desde el inicio del FISE (1.1 balones mensuales).

²⁵ CCEB (1995).

²⁶ Se asumió que la temperatura inicial del agua era 20° y la temperatura para hervir es 100°. Esto se tiene que asumir porque en algunas zonas la temperatura para hervir es de 80° y la temperatura inicial afecta el resultado por el diferencial de temperatura a eliminar. Para el cálculo también se consideró la capacidad calórica de cada combustible expresada en TJ. La fuente de esta información fue el Balance Nacional de Energía 2012 publicado por el MEM.

²⁷ Para el cálculo de estos valores se tomó en consideración los factores de emisión de CO₂ por Terajoule (TJ) asociado a cada combustible, de acuerdo al Capítulo 2 del documento de Gómez et al. (2006), así como la cantidad de energía necesaria para alcanzar ebullición de un litro de agua, estimado en 335.2 KJ.

²⁸ Cabe señalar que eso no necesariamente se cumple, en general, en tanto los combustibles reducen su consumo, es decir, el segundo litro de agua hervido consume menos combustible que el primero y así sucesivamente.

²⁹ Fuente: Petroperú S.A.

³⁰ 35.31 Standard cubic feet per day (scfd) equivale a 1 m³/día.

³¹ RON son siglas de *Research Octane Number*, que es el llamado número de octano u octanaje. Es una escala que mide la capacidad antidetonante del carburante (como la gasolina) cuando se comprime dentro del cilindro de un motor. Es una propiedad esencial en los carburantes utilizados en los motores de encendido por chispa, es decir en motores que

emplean bujías y que siguen un ciclo termodinámico en el que su comportamiento se asemeja al descrito por el Ciclo Otto.