LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL EN EL PERÚ

MIRANDO AL BICENTENARIO Y PERSPECTIVAS RECIENTES

Osinergmin

Supervision en City Gate de Lurín-Lima. Foto: GCRI-Osinergmin.

Osinergmin

TÍTULO

La industria del gas natural en el Perú.
Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes

© Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, Osinergmin, 2021

Calle Bernardo Monteagudo 222,
Magdalena del Mar, Lima, Perú

ISBN: 978-612-47350-7-3

Hecho el depósito legal en la Biblioteca Nacional del Perú:
N° 2021-01092

Primera edición digital: enero 2021.

Libro electrónico disponible en https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/colecciones/812-libros-publicados-por-osinergmin

EDITORES

Jaime Raúl Mendoza Gacon, Presidente del Consejo Directivo de Osinergmin

Julio Salvador Jácome, Gerente General de Osinergmin

Ricardo de la Cruz Sandoval, Gerente (e) de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin

Víctor Zurita Saldaña, Especialista Senior de Análisis Económico

Melissa Isabel Llerena Pratolongo, Analista Económico Sectorial

COLABORADORES

PRIMERA EDICIÓN

Equipo de redactores del libro

Melissa Isabel Llerena Pratolongo, Francisco Coello Jaramillo, Thaís Chávez Porta, Juan José Morante Montenegro, Carlos Alberto Miranda Velásquez, Carlos Renato Salazar Ríos, Pablo Anthony Suclupe Girio, Wilder Santos Viera, José Emilio Chicasaca Huamaní, Darha Valeskka Chávez Vásquez, Alexander Junior Carrillo Chávez, Ernesto Yuri Guevara Ccama.

COLABORACIÓN OSINERGMIN EN EL SUMINISTRO DE MATERIAL FOTOGRÁFICO

Gerencia de Comunicaciones y Relaciones Interinstitucionales, Gerencia de Supervisión de Energía, División de Supervisión de Gas Natural y División de Supervisión Regional.

PRIMERA EDICIÓN

Víctor Zurita Saldaña (coordinador), Melissa Llerena Pratolongo (coordinadora y editora adjunta), Dora Ipanaqué (diseño), Paola Miglio (edición de estilo).

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer a los siguientes profesionales del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) por la colaboración en el desarrollo del libro: Antonio Miguel Angulo Zambrano (expresidente), Aurelio Ochoa Alencastre (expresidente), Edwin Quintanilla Acosta (Gerencia de Supervisión de Energía), Virginia Angélica Barreda Grados (División de Supervisión de Gas Natural), Óscar Alfredo Echegaray Pacheco (Gerencia de Regulación de Tarifas) y Carlos Augusto Villalobos Dulanto (División de Supervisión Regional).

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

Citar la publicación como Mendoza, Jaime; Salvador, Julio; De la Cruz, Ricardo; Zurita, Víctor y Llerena, Melissa (Editores) (2021). **La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes.** Osinergmin. Lima-Perú.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de los autores y pueden no coincidir con las de Osinergmin.

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

Construcción de red de polietileno para residencias. Foto: Enermin Audi.

CONTENIDO

Peru LNG. Foto: DSGN-Osinergmin.

PRÓLOGO P.10

INTRODUCCIÓN P.16

Capítulo 1: Desarrollo del mercado internacional P. 23

1.1. Las reservas mundiales y locales de gas natural P.25

1.2. La producción mundial y local de gas natural P.27

1.3. El consumo mundial y local de gas natural P.30

1.4. El comercio internacional de gas natural licuefactado P.31

1.5. Marcadores internacionales de nuestras exportaciones P.38

1.6. Impacto de los marcadores internacionales sobre las regalías recaudadas por el gas exportado P. 45

Capítulo 2: Desarrollo de la oferta en el mercado nacional de gas natural P.53

2.1. Exploración P.55

2.2. Producción P.57

2.3. Procesamiento P.58

2.4. Transporte P.59

2.5. Características de las concesiones de distribución de gas natural P.78

Capítulo 3: Evolución de la demanda de gas natural en el Perú P.95

3.1. Demanda para exportación P.98

3.2. Demanda de los distribuidores de gas natural P.98

Capítulo 4: Normativa en el sector de gas natural P.115

4.1. Normativa de la supervisión de contratos de concesión de gas natural P.117

4.2. Normativa de la supervisión del procesamiento de gas natural P.117

4.3. Normativa de supervisión remota de las actividades de gas natural P.119

4.4. Normativa de distribución de gas natural P.119

4.5. Proyecto “Procedimiento de entrega de información sobre el Sistema de Integridad de Ductos de Transporte de Hidrocarburos” P.122

4.6 Normativa de la regulación del sector de gas natural P. 124

Capítulo 5: Impactos de la industria de gas natural P.127

5.1. Impacto en el sector público P.129

5.2. Impacto en el sector externo P.131

5.3. Ahorros en el segmento residencial P.134

5.4. Ahorros en el segmento comercial P.136

5.5. Ahorros en el segmento industrial P.138

5.6. Ahorros en el segmento vehicular P.139

5.7. Ahorros en el segmento en generación eléctrica P.141

5.8. Beneficios de la función reguladora de Osinergmin P.142

5.9. Beneficios del Portal de Habilitaciones de gas natural de Osinergmin P.145

5.10. Impacto ambiental P.148

Capítulo 6: Ejercicio de las funciones de Osinergmin en la industria de gas natural P.155

6.1. Experiencias en regulación P.157

6.2. Experiencias en supervisión P.165

6.3. Innovación tecnológica en la supervisión P.167

Capítulo 7: Impacto externo, la pandemia Covid-19 P.183

7.1. Impactos del Covid-19 en la economía peruana a nivel macroeconómico P..187

7.2. Impactos del Covid-19 en los sectores energéticos y mineros P.189

7.3. La supervisión y fiscalización en tiempos de pandemia: experiencia y prácticas aprendidas P.196

7.4. Medidas regulatorias adoptadas durante el Estado de Emergencia P.199

Conclusiones P.203

Notas P.213

Bibliografía P.225

Glosario P.232

Redactores P.238

Anexos P.245

Columna deetanizadora en la Planta Curimaná. Foto: DSGN-Osinergmin.

Supervisión en City Gate de Lurín. Fotos: GCRI-Osinergmin.

PRÓLOGO

H-21002
Osinergmin

PRÓLOGO

Desde inicios del siglo XXI, el gas natural viene cumpliendo un papel fundamental en la transición energética hacia fuentes más sostenibles. El aumento de la producción y consumo de este recurso ha contribuido a cambiar una estructura basada en el uso de combustibles fósiles líquidos por uno menos contaminante.

Según cifras del Banco Interamericano de Desarrollo (BID, 2020), durante los últimos 10 años, el gas natural y los recursos renovables lograron mejorar su participación en la matriz energética global, aumentando en 1.74 puntos porcentuales y 3.12 puntos porcentuales, respectivamente. En contraste, fuentes como el carbón, el petróleo y la energía nuclear redujeron notablemente su participación.

El aumento de la oferta y consumo de gas natural a nivel mundial ha dinamizado el mercado, generando efectos positivos en los precios: se han reducido en gran medida por unidad de energía y presentan cinco veces menos volatilidad que los del petróleo (BID, 2020).

Asimismo, el volumen global de exportaciones de gas natural licuefactado (GNL) se ha incrementado en un promedio de 7% anual. Los países que lideran el proceso de su exportación son Australia, Qatar, Estados Unidos y Rusia.

En el Perú, el volumen de gas natural destinado al mercado interno y de exportación también reporta un notable crecimiento, principalmente durante el último quinquenio, cuando el número de clientes atendidos por las empresas de distribución que opera en el mercado se triplicó.

La evolución de la industria del gas natural en nuestro país ha permitido diversificar el uso de fuentes de energía primaria y disminuir los costos de generación eléctrica. En el año 2000, antes de la puesta en marcha del Proyecto Camisea, que supuso el punto de partida para lograr el actual nivel de desarrollo, solo el 4% de la generación eléctrica era producida mediante gas natural, mientras que en 2019, la participación de este recurso en la matriz energética fue 38%.

En nuestro país, la generación con gas natural y la hidroeléctrica son los principales componentes de la matriz energética del sector eléctrico. Debido a su potencial, la industria del gas natural desempeñará a futuro un rol fundamental como el que ha tenido en los últimos años en el Perú y el mundo. Por tal motivo, en 2014, a diez años del inicio en la operación del Proyecto Camisea, el Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) publicó el libro **La industria del gas natural en el Perú**, en el que se dio cuenta de la importancia de este mercado para la industria, el comercio y los hogares peruanos. Además, se destacaron, entre otros, los beneficios de este recurso como combustible limpio y de bajo costo; y se reseñaron los primeros pasos de esta industria, así como el marco regulatorio vigente.

Seis años después presentamos el libro **La industria del gas natural en el Perú**, que viene a ser una publicación actualizada cuyo objetivo es analizar la evolución de la industria, incluyendo pers-

Tendido de red de acero de alta presión Contugas. Foto: Enermin Audi.

pectivas recientes y con miras al Bicentenario. En particular, este libro contiene el desarrollo de la oferta a nivel nacional de todas las actividades que conforman este mercado, el desempeño de las concesiones de distribución que operan en el país y la evolución de la labor supervisora y reguladora de Osinergmin. Asimismo, se manifiestan los múltiples retos que enfrentamos como país en el marco de la transición energética y los escenarios de incertidumbre generados por eventos externos, como la pandemia del Covid-19.

Mediante la publicación de este libro, Osinergmin desea consolidar su liderazgo en la difusión del conocimiento en el sector de hidrocarburos, colocando en el centro de la discusión las medidas que nuestro país debe implementar para afianzar su crecimiento económico sobre la base de energías sostenibles.

COMITE EDÍTOR
Osinergmin

Tanques de almacenamiento de gasolina natural-Planta Yarinacocha. Foto: DSGN-Osinergmin.

INTRODUCCIÓN

Construcción del ducto de TGP. Foto: DSGN-Osinergmin.

INTRODUCCIÓN

La puesta en operación comercial y desarrollo del Proyecto Camisea (2004) marcó un importante hito para la historia económica del país que transformó su industria energética. El gas natural de Camisea permitió diversificar la matriz energética del sector eléctrico e incrementar la eficiencia en la producción de electricidad, reduciendo sus costos en comparación con otros países de la región. Esto mejoró la competitividad peruana y acompañó el crecimiento de la demanda de energía eléctrica consecuente con el crecimiento de nuestra economía. Asimismo, Camisea hizo posible que el gas natural esté disponible para la producción industrial, clientes comerciales y usuarios residenciales, lo que permitió importantes ahorros a los usuarios.

Durante el desarrollo de la industria del gas natural a lo largo de los últimos 16 años es importante resaltar el rol del Organismo Regulador de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) como la agencia reguladora, supervisora y fiscalizadora del sector en el país, pues garantiza la aplicación de un marco regulatorio estable, transparente y predecible para las inversiones en el sector, así como para los usuarios del servicio público de gas natural. Como parte de este trabajo y reconociendo la importancia de la industria del gas natural, Osinergmin publicó en 2014 el libro **La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea,** con el objetivo de realizar un balance de los logros alcanzados en la industria luego de la primera década del desarrollo de Camisea, e identificar las lecciones aprendidas y los retos que se tenían por delante.

Desde la publicación de dicho libro, el sector de gas natural ha tenido importantes cambios y avances, tanto a nivel internacional como local. Por ejemplo, las tendencias en los últimos años muestran que el crecimiento de la producción en el país se ha desacelerado, mientras que el consumo ha avanzado en mayor nivel, quizá debido a la puesta en operación comercial en 2017 de las concesiones de distribución de gas natural en la zona norte y suroeste del país. También, se observa una caída en las regalías por gas natural y líquidos de gas natural por diversos factores, como la baja del precio internacional del gas natural (Henry Hub), la apreciación del dólar, la caída del precio del petróleo y de las materias primas.

Por otra parte, la pandemia del Covid-19 ha tenido efectos económicos a nivel mundial, así como en la industria del gas natural debido a las medidas adoptadas por el Gobierno para contener su propagación. En el mundo, de acuerdo con las proyecciones del Fondo Monetario Internacional (FMI), el Producto Bruto Interno (PBI) mundial retrocedería 4.4% en 2020; y a nivel local, el crecimiento económico para 2020 será de -13.9%. En este contexto, con el objetivo de asegurar el abastecimiento y la continuidad del suministro de este hidrocarburo, se han adoptado nuevas medidas regulatorias y realizado cambios en las actividades de supervisión y fiscalización. La adaptación por parte de Osinergmin reafirma la capacidad que tiene de fortalecer su espíritu de servicio y velar por el cumplimiento de la normativa de seguridad en el sector de gas natural.

Las nuevas tendencias y el contexto actual que afectan la industria del gas natural han motivado la elaboración de este libro llamado **La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes**, el cual consta de siete capítulos y cuyo contenido se detalla a continuación.

En el **capítulo 1** se describen las variables relevantes en el mercado mundial y local del gas natural, como las reservas probadas, producción y consumo. También se analiza el comercio internacio-

nal del gas natural licuefactado (GNL) y los marcadores internacionales de las exportaciones locales importantes para la formación de precios. En general, este capítulo analiza la situación de los mercados mundiales del gas natural y las implicancias de los *shock* internacionales en el mercado local.

El **capítulo 2** describe la cadena de valor de la industria del gas natural en el Perú. Se inicia desarrollando las actividades de exploración, producción, procesamiento y transporte y distribución. En las secciones de procesamiento y transporte se describe la infraestructura que actualmente tiene el país para el desarrollo de estas actividades. En la sección sobre distribución se presentan las principales características de las concesiones de distribución de gas natural que actualmente existen, como Cálidda, Contugas, Quavii, Naturgy, Gas Natural de Tumbes S.A. y Gases del Norte del Perú S.A.C.

El **capítulo 3** analiza la evolución de la demanda nacional de gas natural en el país en dos grupos, para el mercado interno y para exportación. En el caso de la demanda interna se describen las principales variables e indicadores, como la evolución del volumen consumido y el número de clientes por cada concesión de distribución que actualmente se encuentra en operación en el país. Se muestra que Cálidda tiene el 95.1% de participación de la demanda nacional de gas natural, Contugas el 3.8%, Quavii el 0.7% y Naturgy el 0.4%.

El **capítulo 4** analiza el marco normativo de la supervisión de la industria de gas natural en el país. Y en el **capítulo 5** se estiman los principales impactos económicos del gas natural en distintos sectores de la economía. En el sector público, los beneficios de las regalías y del impuesto a la renta que se generan en la industria del gas natural, así como los beneficios de los usos del canon gasífero. En el sector externo se analiza el impacto del gas natural en la Balanza Comercial de Hidrocarburos. También, se calculan los ahorros generados por el uso del gas natural en los sectores residencial, comercial, industrial, vehicular y usuarios eléctricos. Por otra parte se estima el impacto de la función reguladora de Osinergmin en el marco del proceso de fijación de tarifas de distribución de gas natural en el segmento residencial y durante el periodo tarifario 2018-2022. En este capítulo también se estima el impacto del uso del gas natural sobre las emisiones de CO_2.

El **capítulo 6** desarrolla las experiencias de Osinergmin en la regulación y supervisión de la industria del gas natural, así como la adopción de herramientas tecnológicas para el cumplimiento de las funciones de la entidad. El **capítulo 7** analiza el impacto de la pandemia del Covid-19 en la industria nacional del gas natural. En la primera sección se describe brevemente su efecto económico a nivel internacional en variables como la producción industrial global, comercio de servicios y mercancías y número de trabajos perdidos por la pandemia. En la segunda sección se profundiza en los impactos del Covid-19 en la economía a nivel macroeconómico en las variables de PBI y tasa de desempleo. En una tercera parte se revisa el impacto del Covid-19 en el sector eléctrico, gas natural, hidrocarburos líquidos y minería. En este capítulo también se muestra la experiencia y prácticas aprendidas: cómo se ha ido desarrollando la supervisión y fiscalización en tiempos de pandemia. Asimismo, se describen las medidas regulatorias que se han adoptado durante el Estado de Emergencia. Finalmente, en las conclusiones se plantean las principales perspectivas de la industria del gas natural para los próximos años.

La presente edición es el resultado del trabajo de un equipo multidisciplinario perteneciente a diferentes áreas de Osinergmin. La Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) fue la encargada de coordinar su elaboración habiendo recibido la colaboración y activa participación de los expresidentes de Osinergmin Antonio Miguel Angulo Zambrano y Aurelio Ochoa Alencastre y los equipos de trabajo de la Gerencia de Regulación de Tarifas (GRT), de la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN) y de la División de Supervisión Regional (DSR), cuyos integrantes se detallan en los créditos de este libro. A este valioso equipo le brindamos nuestro agradecimiento por su esfuerzo decidido, el cual esperamos contribuya al mejor entendimiento de la industria del gas natural en el país, constituyéndose en un importante referente académico para futuras investigaciones sobre la materia.

RICARDO DE LA CRUZ SANDOVAL
Gerente (e) de Políticas y Análisis Económico
Osinergmin

TGP - Llegada de Herramienta PIG a City Gate Ayacucho. Foto. DSGN-Osinergmin.

01 DESARROLLO DEL MERCADO INTERNACIONAL

El gas natural desempeña un rol creciente en las actividades económicas en el país. Su sector representó el 0.6% del consumo final de energía en 2004 y creció al 12.52% en 2018[1]. En este contexto, es relevante dimensionar las características de su desarrollo local dentro del panorama mundial e identificar las implicancias de los *shocks* internacionales en nuestro mercado.

Supervisión de habilitación de gas natural en vivienda. Foto: DSR-Osinergmin.

CAPÍTULO 1

EL GAS NATURAL EN EL PERÚ Y EL MUNDO

El crecimiento del sector gas natural ha estado acompañado de acontecimientos de diversa índole y en este libro se pretende recalcar los más recientes e importantes, así como su relación con el mercado local. En este capítulo se revisarán las principales características del mercado mundial de gas natural, la participación peruana en este, así como el mecanismo por el cual los cambios de los precios internacionales afectan la economía peruana, específicamente, por medio de las regalías.

En los últimos años, la velocidad con la que las reservas de gas natural han crecido en el mundo ha tenido diferencias según las zonas geográficas.

1.1. LAS RESERVAS MUNDIALES Y LOCALES DE GAS NATURAL

De acuerdo con la British Petroleum, Europa, Eurasia y Medio Oriente aportan la mayor proporción de reservas probadas de gas natural del mundo. En 2019 totalizaron 7019 trillones de pies cúbicos (TPC)[2]. El 34% se encuentra en Europa y Eurasia (19.1% de Rusia, 9.8% de Turkmenistán) y el 38% en Medio Oriente (16.1% en Irán, 12.4% en Catar); el 9% en Asia Pacífico; un 8% en África y Norteamérica; y 4% en Centroamérica (incluye El Caribe) y Sudamérica. Las reservas probadas de gas natural durante el periodo 2004-2019 crecieron un 27.5%, lo que equivale a 1.6% anual.

El **gráfico 1-1** muestra la evolución de las reservas de gas natural por zona geográfica. Entre 2004 y 2019, Norteamérica incrementó su participación de 5% a 8%, sobre todo por las reservas de Estados Unidos (de 3.3% a 6.5%). Otras zonas geográficas con mayor crecimiento en su participación son Europa y Eurasia, de 30% a 34%; y Asia Pacífico, de 7% a 9%. Medio Oriente ha reducido su participación del 45% en 2004 a 38% en 2019; mientras que África y Centroamérica y Sudamérica se

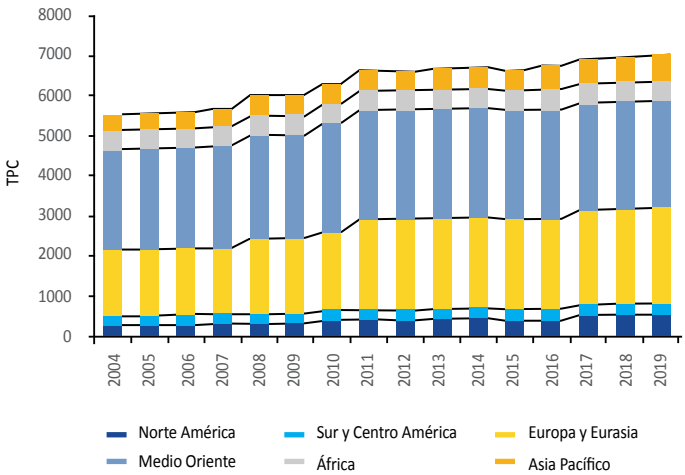
han mantenido casi constantes en un 8% y 4%, respectivamente.

Según la misma fuente, la velocidad con la que las reservas han crecido también ha tenido diferencias entre zonas geográficas. Entre 2004 y 2019, Norteamérica ha crecido un 5.1% anual gracias a la viabilidad económica de sus reservas de esquisto, sobre todo de Estados Unidos, con una subida de 6.2% anual (5.2% en los últimos cinco años). Asia Pacífico tuvo un crecimiento promedio anual de reservas del 3.3%: el principal reservorio lo tiene China con una subida anual promedio de 12.4% (18.6% en los últimos cinco años). En el caso de Europa y Eurasia, el crecimiento ha sido de 2.5% anual; principalmente gracias a las reservas encontradas en Turkmenistán entre 2008 y 2011, que le permitieron tener un crecimiento promedio anual de reservas de 14.4%. Asimismo, han sido importantes las recién encontradas en Azerbaiyán en 2018, que permitieron incrementar la tasa de crecimiento promedio a 7.3% (16.3% en los últimos cinco años).

Centroamérica y Sudamérica tuvieron un crecimiento promedio anual de sus reservas del 1%, sobre todo debido a los descubrimientos en Venezuela que elevaron sus reservas 1.9% anual (0.2% en los últimos cinco años). En Medio Oriente las reservas crecieron 0.4% anual. En esta zona geográfica destaca el incremento de aquellas de Israel (20.5% anual en los últimos cinco años); mientras que en Catar e Irán, los países con mayores reservas de la región, decrecieron un 0.6% y un 0.1% anual entre 2015 y 2019, respectivamente. Para cerrar, las reservas de África han aumentado a un ritmo similar al de Medio Oriente, 0.6% anual, pero el crecimiento más reciente se ha llevado a cabo en los países con menores reservas (18% en 2019).

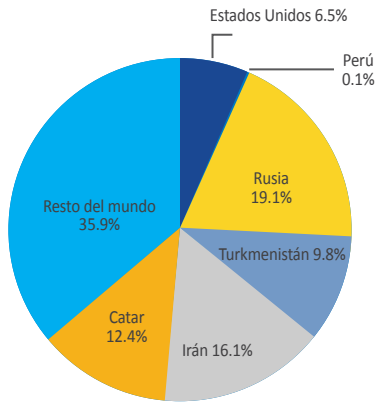
La misma fuente reporta para Perú unas reservas de 10.2 TPC en 2019[3]. La participación del país en las reservas probadas mundiales de gas natural en 2019 es de 0.1%; mientras que con respecto a Centroamérica y Sudamérica es de 3.6%. Asimismo, las reservas peruanas han decrecido un 6.2% anual en los últimos cinco años. El **gráfico 1-2** muestra la participación de Perú y de los principales países del mundo en este indicador: cinco cuentan con el 64% de las reservas probadas mundiales. Turkmenistán, China y Estados Unidos son los países que mayor participación mundial han ganado entre 2004 y 2019. Turkmenistán creció de 1.7% a 9.8% (+8.1 puntos porcentuales -pp-); China creció de 0.9% a 4.2% (+3.3 pp) y Estados Unidos de 3.3% a 6.5% (+3.2 pp).

Gráfico 1-1:
Evolución de las reservas probadas de gas natural en el planeta, 2004-2019



Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-2:
Reservas probadas de gas natural Perú en el mundo en 2019



Total: 7019 TPC.

Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Prueba de hermeticidad. Foto: DSR-Osinergmin.

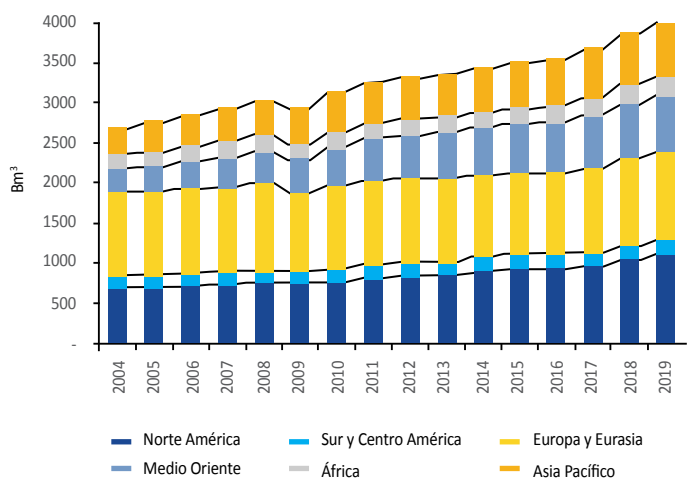
La producción de gas natural se destina para el consumo interno y para la exportación. Para aquellos países productores de gas natural, el ratio reservas/producción revela la cantidad de tiempo que durarían sus reservas actuales si se asume que el ritmo de producción se mantiene constante en los siguientes años.

1.2. LA PRODUCCIÓN MUNDIAL Y LOCAL DE GAS NATURAL

De acuerdo con la British Petroleum, en 2019 se produjeron 3989 trillones de metros cúbicos (Tm^3) de gas natural[4] (equivalentes a 1.31 billones de pies cúbicos diarios, BPCD). El 28% vino de Norteamérica (23.1% desde Estados Unidos). Europa y Eurasia conforman la segunda área geográfica de mayor producción con el 27% (17% de Rusia); el Medio Oriente y Asia Pacífico produjeron 17% del total cada una; África el 6%; y Centroamérica y Sudamérica el 4%. La producción de gas natural durante el periodo 2004-2019 creció 48.3%, lo que equivale a un 2.7% anual.

El **gráfico 1-3** muestra la evolución de la producción de gas natural por zona geográfica. Entre 2004 y 2019, Norteamérica ha mantenido su participación en la producción mundial en 27%. Las zonas geográficas con mayor crecimiento son Medio Oriente, de 11% a 17%; y Asia Pacífico, de 13% a 17%. Europa y Eurasia han reducido su participación del 39% en 2004 a 27% en 2019; mientras que África, Centroamérica y Sudamérica se han mantenido casi constantes entre un 6% y 7% y un 4% y 5%, respectivamente.

Gráfico 1-3:
Producción de gas natural en el planeta, 2004-2019



Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

La misma fuente reporta que la velocidad con la que la producción ha crecido también ha tenido diferencias entre zonas geográficas. Entre 2004 y 2019, Norteamérica ha incrementado su producción un 3.1% anual, gracias al gas de esquisto de Estados Unidos, con un crecimiento de 4.1% anual (5.5% en los últimos cinco años). Asia Pacífico tuvo un crecimiento promedio anual del 4.6%, sobre todo por el aumento del promedio anual en Australia y China, 10.2% y 10.1% (18.2% y 6.2% en los últimos cinco años), respectivamente. En el caso de Europa y Eurasia, el crecimiento ha sido de solo 0.2% anual, lo que se debe a la reducción de la producción en la mayoría de países; sin embargo, Rusia, Azerbaiyán, Kazajstán y Noruega han tenido un crecimiento entre el 1% y 12% anual (entre 1% y 6% en los últimos cinco años). Cabe resaltar que el incremento de Azerbaiyán en los últimos años coincide con las nuevas reservas probadas en 2018.

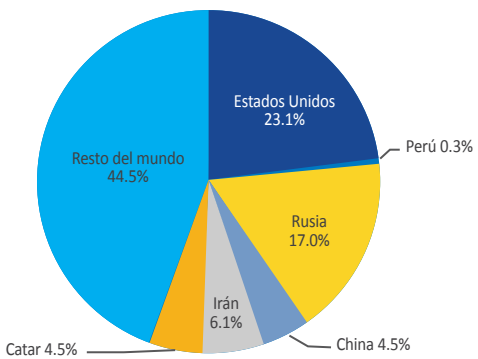
En Medio Oriente la producción aumentó un 6.1% anual. Destaca el incremento de la producción de Catar con un 10% promedio anual, Irán con 6.8% anual e Irak con 17.6% anual (1%, 6.8% y 7.4% en los últimos cinco años, respectivamente). Finalmente, la producción de África ha crecido 2.5% anual, pero el aumento más reciente se ha llevado a cabo en los países con menores producciones históricas (7.3% entre 2015 y 2019).

Centroamérica y Sudamérica tuvieron un crecimiento promedio anual de su producción de 1.7%, que se explica, sobre todo, por el inicio de la producción de gas natural en Perú con un aumento promedio anual de 20.5% entre 2004 y 2019 (aunque solo de 0.6% en los últimos cinco años). Países como Argentina, Brasil y Colombia han tenido el mayor incremento de su producción en los últimos cinco años (con 3.8%, 2% y 1.4%, respectivamente).

Según la British Petroleum, Perú tuvo una producción de 13.5 Bm^3 en 2019[5]. Su participación en la producción mundial de gas natural en dicho año es de 0.3%; mientras que con respecto a Centroamérica y Sudamérica es de 7.8%. El **gráfico 1-4** muestra la participación de Perú y de los principales países del mundo en este indicador: los cinco mayores productores abarcan el 55.2% del total mundial. Estados Unidos, China, Australia, Irán y Catar son los países que mayor presencia mundial han ganado entre 2004 y 2019. Estados Unidos creció 4.4 pp; China, 2.9 pp; Australia, 2.5 pp; Irán, 2.7 pp; y Catar, 3 pp. Rusia y Canadá fueron los que más participación perdieron (-4.6 pp y -2.2 pp, respectivamente).

La producción de gas natural se destina para el consumo interno y para la exportación. Para aquellos países productores de gas natural, el ratio reservas/producción (R/P) revela la cantidad de tiempo que durarían sus reservas actuales si se asume que el ritmo de producción se mantiene constante en los siguientes años. A partir de los datos para 2019, el ratio para Perú indica que nuestras reservas probadas garantizan una producción por

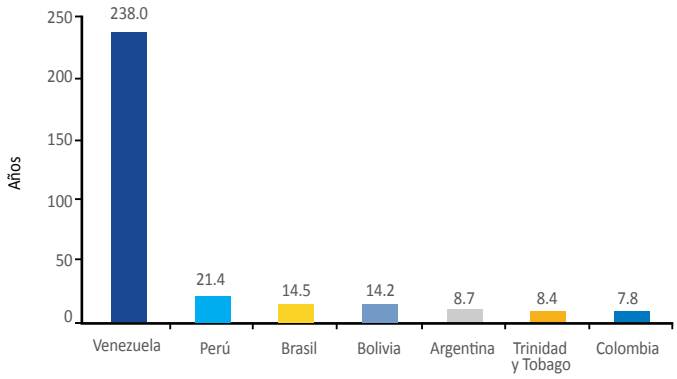
Gráfico 1-4:
Producción de gas natural Perú en el mundo en 2019



Total: 3989 Tm^3

Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-5:
Ratio reservas/producción de gas natural en los principales países de Centro y Sudamérica, 2019

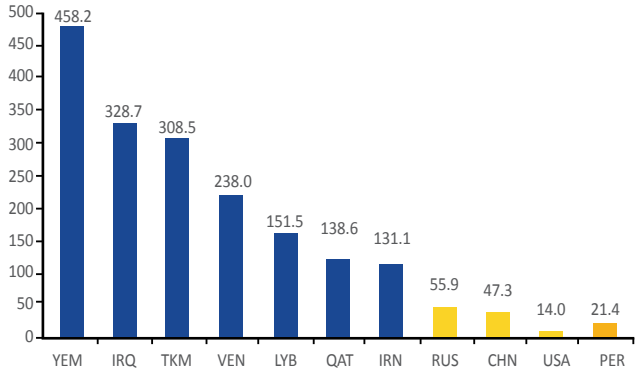


Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

21.4 años (ver **recuadro 1-1**). A nivel de Centroamérica y Sudamérica, Perú es el país que tiene el segundo ratio más alto después de Venezuela, con 238 años (ver **gráfico 1-5**).

A nivel mundial, los países con un ratio más alto se encuentran principalmente en Medio Oriente: Yemen (YEM) tiene un ratio de 458.2 años; Irak (IRQ) de 328.7 años; Libia (LYB) de 151.5 años; Catar (QAT) de 138.6 años e Irán (IRN) de 131.1 años. Otros países como Turkmenistán (TKM) y Venezuela (VEN) tienen un ratio de 308.5 y 238 años, respectivamente; mientras que países con alta producción como Estados Unidos (USA), Rusia (RUS) y China (CHN) tienen ratios menores (ver **gráfico 1-6)**. A nivel mundial, Perú es el país con la vigesimocuarto ratio más alto. En los últimos cinco años, el ratio de Perú disminuyó de 30.3 en 2015 a 21.4 en 2019.

Gráfico 1-6:
Ratio reservas/producción de gas natural más altos en el mundo y Perú, 2019

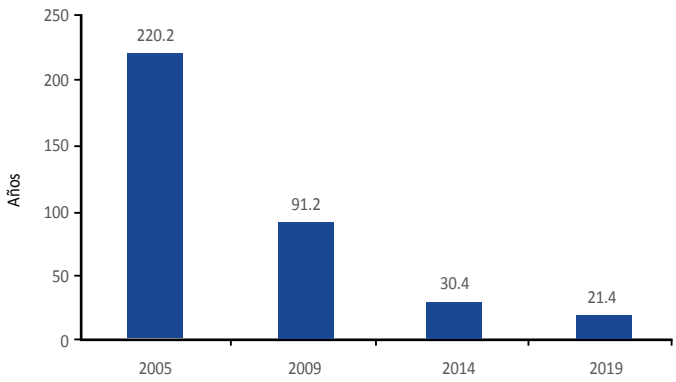


Nota. YEM = Yemen, IRQ = Irak, TKM = Turkmenistán, VEN = Venezuela, LYB = Libia, QAT = Catar, IRN = Irán, RUS = Rusia, CHN = China, USA = Estados Unidos y PER = Perú.
Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-1
El ratio reservas/producción de gas natural en Perú

Entre 2005 y 2019 el ratio reservas/producción (R/P) de Perú ha ido disminuyendo a un ritmo de 15% anual. En 2005 fue de 220 años y en 2019 de 21.4 (ver **gráfico 1-7**). La velocidad de reducción en el último quinquenio (2014-2019) fue de 6.8% anual, muy similar a la velocidad de reducción de las reservas mencionada anteriormente (6.2%), pero menor al 20% anual de los dos periodos anteriores (2005-2009 y 2009-2014). Esta se explica por el consumo interno y la exportación de gas natural licuefactado. La evolución de este ratio permite identificar la situación actual del país y las implicancias de política energética en esta industria. La planificación estratégica y eficiente del futuro del mercado de gas natural del país será primordial para el óptimo aprovechamiento de las reservas disponibles.

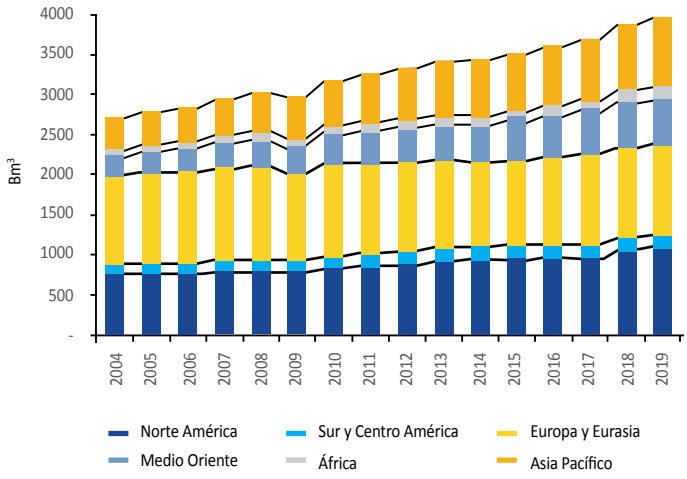
Gráfico 1-7:
Evolución del ratio R/P de gas natural de Perú, 2004-2019



Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Coordinación en la zona de transporte de gas de TGP. Foto: DSGN-Osinergmin.

Gráfico 1-8:
Consumo de gas natural en el planeta, 2004-2019



Fuente: British Petroleum. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Entre 2005 y 2019 el ratio reservas/producción (R/P) de Perú ha ido disminuyendo a un ritmo de 15% anual. En 2005 fue de 220 años y en 2019 de 21.4.

1.3. EL CONSUMO MUNDIAL Y LOCAL DE GAS NATURAL

Como se mencionó anteriormente, la producción de gas natural se destina al consumo interno o a la exportación, por lo que el consumo de gas natural de cada país y su demanda a nivel internacional influyen, finalmente, en el valor del ratio. Por otro lado, el uso de gas natural ha tomado mayor relevancia en otras partes del mundo, lo cual se puede verificar con los cambios en las magnitudes de consumo de zonas donde antes el gas natural no era parte importante de la matriz energética.

De acuerdo con los datos de la British Petroleum, el consumo de gas natural en 2019 totalizó 3929 Bm^3 [6], con una participación del 29% en Europa y Eurasia (Rusia, 11.3%), 27% en Norteamérica (Estados Unidos, 21.5%), 22% en Asia Pacífico (China, 7.8%), 14% en Medio Oriente (Irán, 5.7%), y 4% en África y Centro y Sudamérica, respectivamente. El consumo de gas natural durante el periodo 2004-2019 creció un 46.9% (2.6% anual).

El **gráfico 1-8** muestra la evolución del consumo de gas natural por zona geográfica. Entre 2004 y 2019, Norteamérica mantuvo una participación de 27%. Las zonas geográficas con mayor crecimiento son Medio

Oriente, de 9% a 14%; y Asia Pacífico, de 14% a 22%. Europa y Eurasia redujeron su participación de 41% en 2004 a 29% en 2019; mientras que África creció de 3% a 4%; y Centro y Sudamérica bajaron de 5% a 4%.

De acuerdo con la misma fuente, Perú tuvo en 2019 un consumo de 8.3 Bm^3, o 0.8 BPCD. Entre 2015 y 2019 este creció 8.6% (2.1% anual). La participación de Perú en el consumo mundial de gas natural en 2019 es de 0.2%; mientras que con respecto a Centro y Sudamérica es de 5%. El **gráfico 1-9** muestra la participación de Perú y de los principales países del mundo en este indicador: cinco países consumen casi la mitad del total mundial.

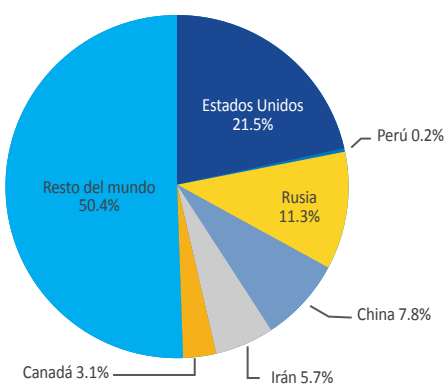
Por otro lado, el consumo *per cápita* es un indicador de la intensidad del consumo. A partir de los datos de British Petroleum (consumo) y del Banco Mundial (población), se puede observar que los países con mayor intensidad de consumo de gas natural en 2019 fueron Catar con 14.5 millones de m^3 por persona (Mm^3pc), Trinidad y Tobago con 12.6 Mm^3pc y Emiratos Árabes Unidos con 7.8 Mm^3pc. Perú tuvo una intensidad de 0.26 Mm^3pc, la sexagésimo segunda del mundo y la sétima de Latinoamérica y El Caribe. Países como Estados Unidos, Rusia y China tuvieron una intensidad de 2.6, 3.1 y 0.2 Mm^3pc, respectivamente.

1.4. EL COMERCIO INTERNACIONAL DE GAS NATURAL LICUEFACTADO

El intercambio de gas natural entre países se puede llevar a cabo mediante ductos (gas natural seco) o barcos (gas natural licuefactado, GNL). De acuerdo con la British Petroleum, los intercambios comerciales por ductos fueron un 65% mayor a los intercambios por barco en 2019 (801.5 vs 485.1 Bm^3). Sin embargo, la diferencia se ha reducido puesto que en 2018, los primeros fueron mayores en 87% (805.4 vs 430.6 Bm^3). Esto refleja el incremento de la importancia del comercio de gas natural vía barcos gracias al incremento de las instalaciones de licuefacción y regasificación en el mundo, así como de los barcos disponibles que permiten mayor flexibilidad en el transporte.

Este intercambio se deriva de las relaciones de superávit y déficit de gas natural entre los países: aquellos con reservas y alta producción y/o de altas reservas, pero aún bajo consumo, encuentran una oportunidad de generar recursos por medio de la venta/compra de gas natural o GNL en el mercado internacional. Los principales gasoductos se encuentran en los grandes países productores y/o consumidores de cada región del planeta, países desarrollados dentro de Europa, Norteamérica y Asia. Por otro lado, el intercambio de GNL tiene más posibilidades pues existen terminales en más cantidad de países, lo que ha permitido el acceso a gas natural a otras latitudes (ver **recuadro 1-2)**.

Gráfico 1-9:
Consumo de gas natural por país, 2019



Total: 3929 Bm^3.

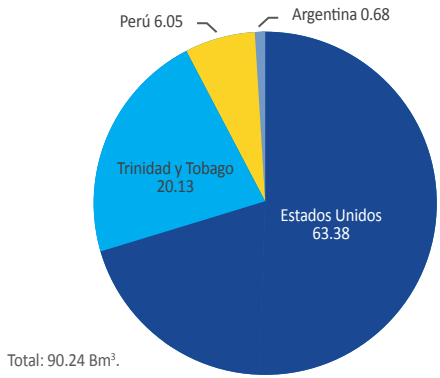
Fuentes: British Petroleum y Minem. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los países con reservas y alta producción y/o de altas reservas, pero aún bajo consumo, encuentran una oportunidad de generar recursos por medio de la venta/compra de gas natural o GNL en el mercado internacional.

RECUADRO 1-2
Terminales de GNL en el mundo: plantas de licuefacción y de regasificación y la participación peruana en el mercado de GNL

Según la Unión Internacional del Gas (UIG), a 2019 existían en el mundo 87 plantas de licuefacción activas y 19 en construcción o en proyecto. De las primeras, 15 se encuentran en el continente americano: nueve en Estados Unidos, cuatro en Trinidad y Tobago, una en Perú y una en Argentina. Esta última inició operaciones en 2019 con una capacidad de 0.5 millones de toneladas anuales (MMTA) o 0.68 Bm^3 anuales. La capacidad conjunta de estas plantas suma 66.35 MMTA o 90.24 Bm^3 anuales. La Planta Pampa Melchorita cuenta con una capacidad de 4.45 MMTA o 6.05 Bm^3 anuales, es decir, el 6.7% en América y el 1.03% del mundo (ver **gráfico 1-10**). De las plantas en proyecto o construcción, siete se encuentran en Estados Unidos, con capacidad total de 74.19 Bm^3 anuales y programadas para iniciar operaciones entre 2020 y 2024. Otra planta se encuentra en Canadá con capacidad de 19.04 Bm^3 anuales y programada para 2024.

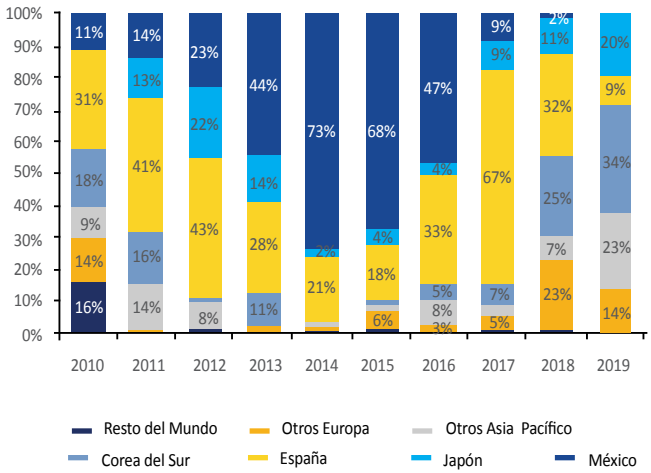
Gráfico 1-10:
Capacidad de plantas de licuefacción por países de América, 2019 (Bm^3)



Fuente: UIG. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los principales mercados de importación de GNL son aquellos donde hay plantas de regasificación. Una característica particular es que estas pueden estar en tierra (*on shore*) o en el mar, siendo las últimas fijas (*off shore*) o en barcos (*floating*). Según la UIG, en 2019 existían 130 plantas de regasificación en 37 países del mundo, con una capacidad total de 1116 Bm^3 anuales, de las cuales 105 son *on shore* (80.8%) y tienen una participación de 87% en capacidad. En América existen 20 plantas (13 *on shore* y siete *floating*) con capacidad de 138.45 Bm^3 anuales, 72.8% *on shore*. Según datos de Perupetro, los principales mercados de exportación de Perú han sido Europa y Asia, con preponderancia de Japón, Corea del Sur y España. Según la revista Natural Gas World[a], México constituyó un destino de exportación importante entre 2013 y 2016, pero la competencia del gas de esquisto de Estados Unidos ha hecho que la empresa Peru LNG deba buscar otros destinos. Según el Independent Commodity Intelligent Services (ICIS)[b], España se convirtió en uno importante en 2017, gracias a mayores premios en los precios de dicho país en comparación con los precios en Asia en ese periodo (ver **gráfico 1-11**).

Gráfico 1-11:
Principales destinos de exportación de GNL peruano, 2010-2019



Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En 2019, estos cuatro países contaban con 47 plantas de regasificación y una capacidad conjunta de 539.8 Bm^3 anuales, es decir, el 55.6% de la capacidad *on shore* y el 48.4% de la capacidad total mundial. Entre 2020 y 2023 se espera una expansión de la capacidad de regasificación mundial con 26 proyectos de 132.7 Bm^3 anuales en 18 países, principalmente en India, China y Kuwait.

[a] Disponible en https://www.naturalgasworld.com/peru-lng-turns-to-europe-and-asia-as-mexican-exports-dwindle-ngw-magazine-69397

[b] Disponible en https://www.icis.com/explore/resources/news/2017/11/14/10163540/spain-sees-record-number-of-peru-lng-cargoes-in-2017/

En el caso de Perú, el gas natural seco se destina al consumo interno por medio de ductos que llegan a las ciudades de Lima e Ica y a la planta de licuefacción en Planta de Licuefacción Pampa Melchorita (Ica). El GNL, en su mayoría, se va para exportación. Una pequeña cantidad va a las concesiones del norte y sur del país y se transporta mediante camiones tanque. Actualmente, Perú no cuenta con una conexión vía ductos con países vecinos para exportar gas natural. A la fecha es solo un país exportador neto de GNL; por lo que esta sección se centrará en la comercialización internacional de GNL. La exportación de GNL está sujeta a la firma de contratos entre la empresa operadora y las empresas demandantes en otras partes del mundo. El **recuadro 1-3** resume las principales características de estos mecanismos de comercialización de GNL.

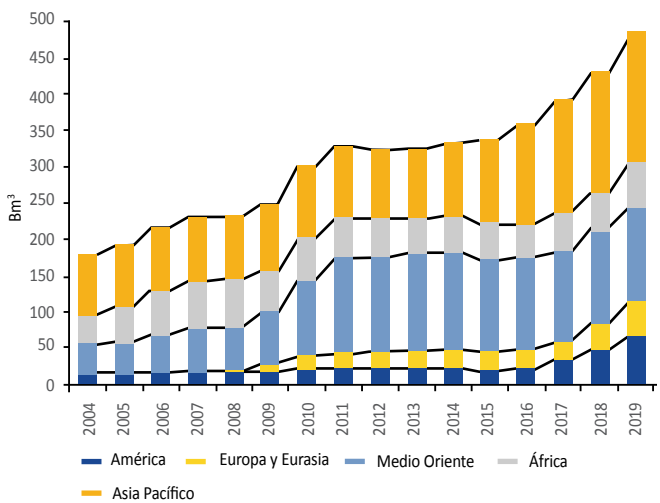
Entre 2004 y 2019, el intercambio comercial de GNL ha aumentado: en 2004 el flujo comercial totalizó 180.7 Bm^3, mientras que en 2019, 485.1 Bm^3, 168% más y una tasa de crecimiento promedio anual de 6.8%. La importancia de las regiones como exportadoras o importadoras cambió en los últimos años. En 2004, Asia Pacífico representaba el 46% de las exportaciones; en 2012, la mayor región exportadora fue Medio Oriente con 40%; y en 2019, Asia Pacífico retomó el liderazgo con el 37%, pero con una mayor participación relativa de Norteamérica (de 9% en 2004 a 14% en 2019) y una mucho menor de África (de 22% en 2004 a 13% en 2019) (ver **gráfico 1-12**).

En el caso de las importaciones, Asia Pacífico ha mantenido su relevancia como región importadora de GNL, los cambios más llamativos han sido que Norteamérica redujo su flujo de importaciones hasta representar solo 2% en 2019, desde un 9% en 2004. Sur y Centroamérica incrementaron su participación hasta un 6% en 2015, en 2019 tuvieron un 3%, mientras que en 2004 solo un 0.5%. Medio Oriente alcanzó un 29% de participación en 2010, la redujo a 17% en 2018 y en 2019 la aumentó hasta el 25%, reflejando un incremento de su consumo interno (ver **gráfico 1-13**).

Actualmente, el Perú no cuenta con una conexión vía ductos con países vecinos para exportar gas natural. A la fecha es solo un país exportador neto de GNL.

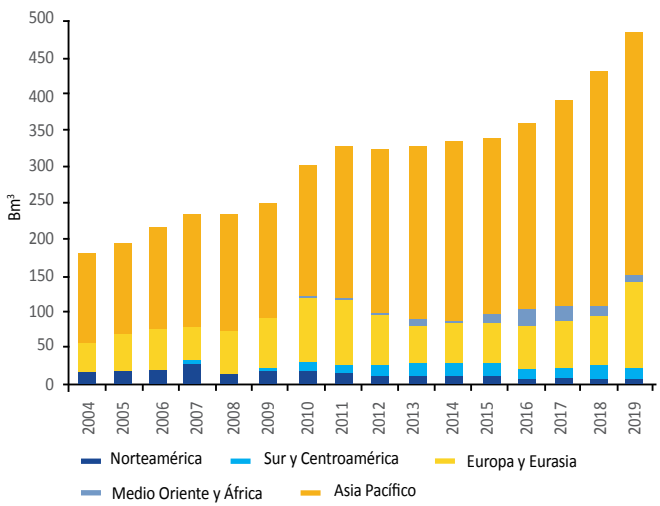
En 2019, el comercio internacional de GNL revela qué regiones geográficas son importadoras netas o exportadoras netas. Asia Pacífico es importadora neta con una balanza comercial deficitaria de 157 Bm^3. Otra región deficitaria es Europa con -72 Bm^3. Medio Oriente y África son regiones exportadoras netas con una balanza positiva conjunta de 180 Bm^3, mientras que América tuvo un superávit de 48 Bm^3.

Gráfico 1-12:
Exportaciones de GNL en el planeta, 2004-2019



Fuente: British Petroleum y Minem. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-13:
Importaciones de GNL en el planeta, 2004-2019



Fuente: British Petroleum y Minem. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

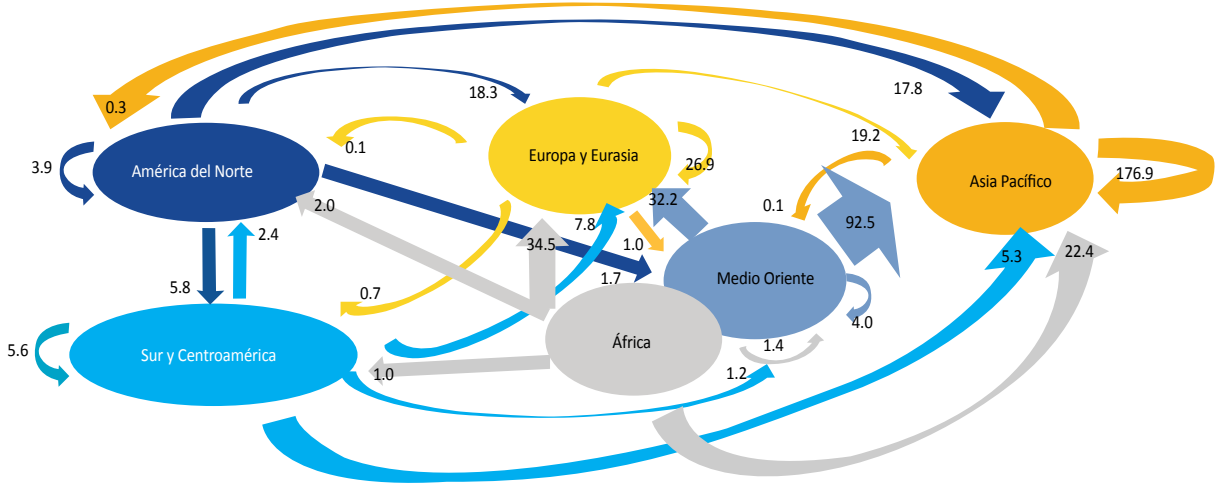
El origen de las exportaciones está distribuido de manera más uniforme que las importaciones. América exportó el 14% del total de 2019, Europa y Eurasia el 10%, África el 13%, Medio Oriente el 27% y Asia Pacífico el 37%. El país con mayor volumen de exportaciones del mundo fue Australia con 104.6 Bm^3, casi en su totalidad dentro del Asia Pacífico. Perú exportó 5.2 Bm^3, el 1.07% del total mundial, de los cuales 1.7 se destinó a países de Europa (Francia, España, Reino Unido y otros) y 3.5 a países del Asia Pacífico (China, Japón, Corea del Sur, Taiwán, Tailandia)[7].

El destino de las importaciones es mucho más concentrado que el de las exportaciones: 69% de las primeras se destinan a países de Asia Pacífico, el 25% a países de Europa y el resto de regiones completa con un 2% o 3% cada una. Según el Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuefactado, (GIIGNL, 2020)[8], un 0.4% o 2.12 Bm^3 del total de importaciones fueron reexportadas. Francia fue el país con mayor participación en este aspecto con 0.61 millones de toneladas (MMT, 0.83 Bm^3), seguido de Singapur con 0.41 MMT (0.56 Bm^3). El **gráfico 1-14** representa los intercambios entre las distintas regiones geográficas.

Se puede deducir entonces que Perú no es un jugador importante dentro del mercado mundial del gas natural dada su menor participación en reservas, producción y consumo. Las tendencias en los últimos años muestran que el crecimiento de la producción en el país se ha desacelerado, mientras que el consumo ha avanzado y están pendientes algunos proyectos de masificación del gas natural. Otro aspecto importante es la diversificación de las fuentes de comercialización de gas natural, en especial el crecimiento de la oferta en países que antes tenían menor presencia o muy poca, como Estados Unidos, Turkmenistán, China y Azerbaiyán. En el caso del GNL, la comercialización por barco se ha diversificado ampliando los mercados a más países y permitiendo al Perú obtener potenciales clientes en todo el mundo.

Lo que el análisis precedente arroja es la necesidad de hacer converger diversos elementos importantes para una formulación eficiente de la política energética en el mercado de gas natural: por un lado, el comportamiento y las tendencias del mercado internacional y, por otro, la necesaria convergencia entre el manejo de las reservas y el uso del gas natural. En las siguientes secciones de este capítulo se analizan los marcadores más relevantes a partir de los destinos de nuestras exportaciones de GNL y se revisará el potencial impacto que tienen en el país, específicamente mediante el valor de las regalías.

Gráfico 1-14:
Flujos comerciales de GNL en el planeta, 2019



Total: 485 Bm^3.

Fuentes: British Petroleum y Minem. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 1-3
Principales características de los mecanismos de comercialización de GNL

De acuerdo con Pustišek y Karasz (2017), las transacciones comerciales de gas natural se realizan mediante contratos, siendo en su estado gaseoso por acuerdos de venta de gas (GSA, por sus siglas en inglés) y en su estado líquido (GNL) con acuerdos de compra y venta (SPA). Ambos tipos de contrato comparten aspectos en común, tales como facturación, pago, fuerza mayor, entre otros.

Acuerdo de compra de GNL (SPA)

Según los autores, el GNL se vende en términos del contenido energético, utilizando la siguiente fórmula:

$$Q=(V_{GNL}*\rho_{GNL}*GCV_{GNL})-Q_{GAS}$$

Donde:

Q: cantidad/energía entregada (kWh)

V_{GNL}: volumen de GNL cargado o descargado (m^3)

ρ_{GNL}: densidad de GNL cargado o descargado (kg/m^3)

GCV_{GNL}: poder calorífico bruto de GNL cargado o descargado (kWh/kg)

Q_{GAS}: cantidad/energía de gas natural desde el barco a la terminal durante la carga o cantidad/energía de gas natural desde el terminal al barco durante la descarga (kWh)

Los principales aspectos que deben acordarse en el contrato son: (i) buque utilizado y su capacidad; (ii) hora de llegada al puerto de destino; (iii) tiempo de reposo permitido; y (iv) volumen de GNL. Debido a que el GNL debe cargarse, transportarse y descargarse en un punto distante, no existe una conexión permanente entre el vendedor y el comprador, lo que no permite flexibilidad con respecto al volumen transado, como sí se puede tener en los contratos GSA (una de las partes puede decidir cuánto gas se despacha en un punto y tiempo determinados, determinar despachos mínimos y máximos). En ese sentido, los autores indican que los retrasos solo pueden ser administrados por las partes que tienen acceso a las instalaciones de almacenamiento en las plantas de licuefacción o regasificación (únicos lugares donde hay conexión entre comprador y vendedor) en los contextos de contratos *Free on Board* (FOB) donde el vendedor (licuefacción) tiene el manejo; o en los de contratos *Delivery at Place* (DAP) o DES donde el comprador lo tiene (regasificación).

Otra diferencia con los contratos GSA es que no existe la obligación *take-or-pay* sino la *take-and-pay*, es decir, el comprador tiene que pagar y tomar el GNL entregado. La posibilidad de modificar el volumen entregado (llamados *make up*) es más difícil, implica acceso a GNL, a barcos y a instalaciones de regasificación.

El principal elemento de los contratos es el precio e influye en varios de sus componentes. Hay tres modelos de determinación:

- **Indexado.** Se expresa como una fórmula en función de los principales sustitutos. Ha sido ampliamente usado en el sudeste de Asia, Europa y en Japón.

- **Gas-on-gas.** El precio se fija por la interacción de la oferta y la demanda, en mercados muy competitivos, con gran cantidad de oferentes y demandantes y reglas claras. Ejemplos de estos mercados son Estados Unidos, Reino Unido y algunos mercados europeos. En estos mercados se definen precios marcadores mundiales, como el Henry Hub de Estados Unidos.

- **Regulado.** Se regula por el estado del país. Normalmente son mercados muy pequeños y con empresas estatales fuertes. La política regulatoria de tarifas se basa en costos o en objetivos políticos o sociales.

Prueba de presión de uso de gas natural en artefacto. Foto: DSR-Osinergmin.

RECUADRO 1-3 (CONTINUACIÓN)

En los mercados donde se fijan los precios con el método *gas-on-gas*, los contratos de GNL SPA tienen una cláusula donde se estipula que el precio se fija a partir de un índice en lugar de precios de combustibles alternativos. La transparencia y la liquidez de los mercados es la característica principal para la fijación del precio a partir de numerosos agentes que ofrecen y solicitan el bien, que se comercia como un *commodity.* Para fijar el precio se tienen en cuenta el destino, el periodo de tiempo y términos y condiciones estándares.

En estos contratos también está estipulado tanto el nivel como la fórmula de determinación del precio (así como las formas en que esta puede ser modificada). Los cambios pueden estar relacionados a acciones de alguna de las partes o no. Si los cambios están relacionados a acciones de las partes, el contrato puede otorgar un derecho para cambiar la fórmula de determinación del precio, por ejemplo, de una en función a un precio índice a una fórmula de precio fijo, para una parte del contrato o para todo.

Si los cambios no están relacionados a acciones de las partes, en la mayoría se deben a cláusulas donde se especifican las condiciones para que se activen. Un ejemplo es la modificación de la fórmula de determinación del precio; otros son las fijaciones de precios tope, piso o bandas; en donde una, o ambas partes, son protegidas frente a los cambios del mercado. En un precio tope se protege al comprador de los eventos en los que los precios internacionales sufren un alza muy abrupta, por lo que se acuerda un nivel máximo; pueden estar relacionados a que el precio no supere un nivel fijo o que no supere el nivel de un índice flotante. El precio piso protege al vendedor. La banda protege a ambos con la particularidad de que las condiciones que activan el tope y el piso no son iguales. Cabe señalar que la introducción de un tope o un piso no es aceptada gratuitamente.

Foto: Shutterstock.

Los precios de capacidad son otro concepto que pagan los compradores a los vendedores, aunque se han ido reduciendo a medida que la industria ha separado los servicios de transporte y almacenamiento del resto de actividades de la industria. Hay dos tipos: 1) en base a la capacidad reservada, en la que se cubren los costos fijos del vendedor y el precio del GNL cubre las variables; y 2) en base a la capacidad usada, donde se cobra la máxima capacidad usada y se cubre los costos variables del vendedor en conjunto con el precio del GNL.

Los contratos a largo plazo también pueden tener herramientas de revisión de precios en las que se chequea su fórmula de determinación, de manera que se reflejen los cambios en las condiciones del mercado y su precio (que han estado y están fuera del control de las partes). La solicitud debe estar debidamente notificada y sustentada. Según los autores, las dos herramientas usadas son:

- **Discusiones comerciales.** Los cambios discutidos entre las partes pueden incluir la modificación del precio base, reemplazo o modificación de variables en la fórmula. Se espera que estos cambios sean neutrales para las partes y pueden requerir modificaciones en otras cláusulas, como provisiones de pagos y flexibilidad en volumen.

- **Cláusulas de revisión de precios.** Estas cláusulas definen periodos en los cuales las partes pueden solicitar modificaciones en la fórmula de determinación del precio y normalmente no permiten, explícitamen-

te o no, cambios en otras cláusulas del contrato. No constituye un derecho de ajuste del precio del contrato a largo plazo, sino de renegociar la fórmula.

Otro tipos de cláusulas son:

- **Situaciones de apuro, hardship.** Se otorga a las partes la posibilidad de revisar cualquiera de las cláusulas del contrato a causa de apuros por cambios en las circunstancias que no están bajo el control de las partes.

- **Término del contrato.** Define el periodo de vigencia del contrato.

- **Punto de entrega.** La especificación del punto de entrega es muy importante porque el punto geográfico suele ser también donde el riesgo de pérdida, título y custodia del GNL se transfiere del vendedor al comprador. En estas cláusulas se emplean los siguientes términos ampliamente usados en el comercio internacional:

  FOB. Se obliga al vendedor a entregar las mercancías (título, custodia y riesgo) al comprador en el punto de unión de las instalaciones de carga del vendedor y el buque designado por el comprador en el puerto de embarque definido. Esta es preferida por los compradores porque les da la posibilidad de diferir la carga al destino que realmente les convenga sin pedir permiso o asistencia al vendedor, salvo que en el contrato se incluya una provisión que le impida hacerlo.

  DAP. Se obliga al vendedor a entregar el GNL al comprador en el lugar designado. Esto quiere decir que el título custodia y riesgo son traspasados al comprador en el punto de unión entre el barco del vendedor y el almacenamiento del comprador. También se usaba el Delivered ex - Ship (DES), donde la disposición del GNL por el comprador se realiza en el barco en el puerto de destino. Estas son preferidas por los vendedores por similares razones a las que tienen los compradores en el caso FOB; sin embargo, DAP/DES obliga al vendedor a entregar el GNL en el puerto designado, por lo que la única forma de diferir la entrega a otro lugar es por acuerdo con el comprador; usualmente a cambio de una participación mayor del último en la ganancia. Luego el comprador puede reexportar el GNL.

Los contratos a largo plazo también pueden tener herramientas de revisión de precios en las que se revisa su fórmula de determinación, de manera que se reflejen los cambios en las condiciones del mercado y su precio.

- **Calidad.** La calidad del GNL en el contrato debe coincidir con la alegada por el vendedor (planta de licuefacción) en el caso de un contrato con cláusula FOB; o por el comprador (planta de regasificación) en el caso de un contrato con cláusula DAP/DES.

- **Nominación.** En el caso de GNL, los calendarios de entrega y despacho son acordados y fijados por las partes en el contrato, otorgando muy poca o nula flexibilidad, generalmente por el periodo de un año.

Otros elementos contractuales son las definiciones, las cláusulas de fuerza mayor, de tasas e impuestos, de riesgo crediticio, de sobre o subdespacho o entrega, entre otros.

Finalmente, las principales características de los GNL SPA incluyen que pueden establecerse contratos a corto y largo plazo. Usualmente se utilizan las capacidades totales de los tanques del barco; y la flexibilidad con respecto al volumen y punto geográfico, dentro del calendario de entrega acordado es muy limitada en comparación con la situación fuera del calendario.

Fuente: Pustišek, A. y Karasz, M. (2017). *Natural Gas: A Commercial Perspective.* Springer.

1.5. MARCADORES INTERNACIONALES DE NUESTRAS EXPORTACIONES

El desarrollo del comercio internacional de gas natural está vinculado a la existencia de gasoductos regionales y al flujo del transporte marítimo de GNL. En el caso peruano, el país es un exportador neto de gas natural y en ausencia de ductos regionales que conecten al Perú con los países vecinos, las exportaciones actuales de GNL se realizan por vía marítima hacia los destinos expuestos anteriormente.

En los 10 años de experiencia del Perú en exportación de GNL hacia el mundo, los principales mercados de destino fueron Norteamérica, Europa y Asia. Según Fulwood, M. (2018), estos se rigen por los precios referenciales en los *hubs* (Henry Hub en Norteamérica y NBP en Reino Unido). Sin embargo, en el caso de Asia no existen *hubs* referenciales. Para ese continente, el precio referencial se toma de las transacciones realizadas en las costas de Japón (ver **gráfico 1-15**).

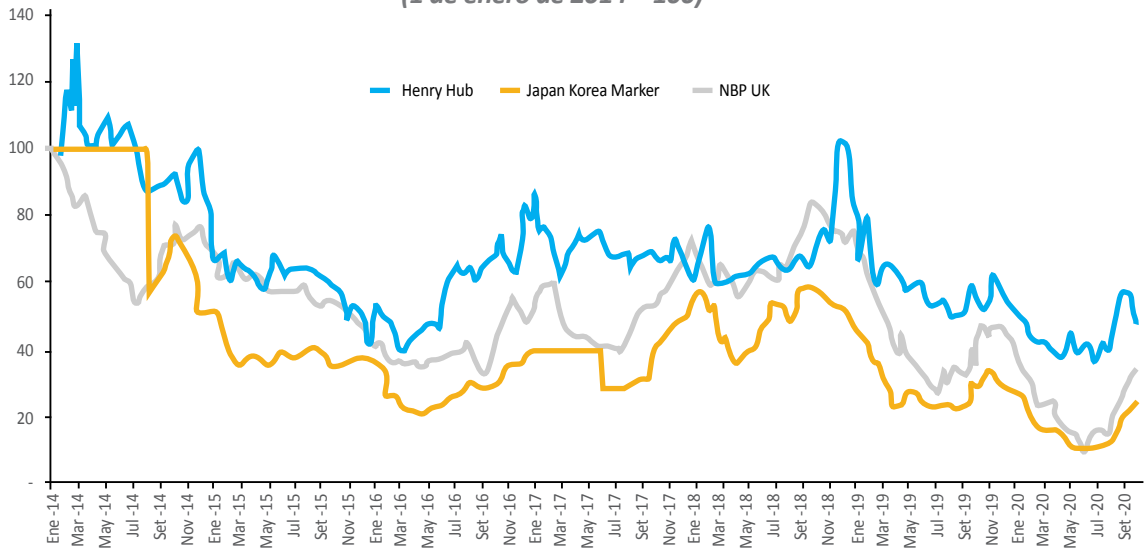
En el gráfico se observan los comportamientos de los diferentes precios del gas natural, según la ubicación geográfica. La evolución de estos marcadores para el precio del gas natural responde al precio de otros combustibles (crudo), las preferencias de los consumidores (demanda), factores climáticos y los volúmenes de gas natural almacenado, entre otros.

Factores

Al respecto, Alterman, S. (2012) sostiene que el mercado global de gas natural puede segmentarse en cuatro mercados regionales: Estados Unidos, Reino Unido, Continente Europeo y Asia y Sudamérica. De estos, los dos últimos tienen algún tipo de indexación con los precios del petróleo. Por ello, señala el autor, se observan diferencias en la formación de precios entre el gas vendido por contratos a largo plazo, históricamente vinculados a productos de petróleo o crudo, y los mercados *spot* en Estados Unidos y Reino Unido, que son direccionados en gran parte por oferta y demanda (ver **gráfico 1-16**). Esto coincide con Fulwood, M. (2018), quien observa el mayor desarrollo que han tenido los mercados de gas natural en ambos países.

Alterman, S. (2012)[8] señala que el precio del gas natural suele mostrar una mayor volatilidad, y que en ocasiones excede a la volatilidad de los precios de petróleo crudo por las siguientes razones:

Gráfico 1-15:
Marcadores relevantes para la exportación peruana
(1 de enero de 2014 = 100)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

- **Transporte y almacenamiento.** Por sus características físicas, el gas natural es más costoso y difícil de transportar y almacenar. Existen diferencias en el transporte según el estado: gaseoso o líquido. A diferencia del primer caso, en el que se desarrolla por medio de ductos, el segundo es más costoso (implica una planta de licuefacción, el traslado en metaneros y una planta de regasificación), pero permite el transporte a grandes distancias alrededor del mundo.

- **Almacenamiento.** Si bien el almacenamiento puede amortiguar la volatilidad, implica incurrir en un costo adicional. Asimismo, cualquier eventualidad que altere la disponibilidad del almacenamiento, en momentos de alta demanda, puede y ha provocado episodios de alta volatilidad en el precio.

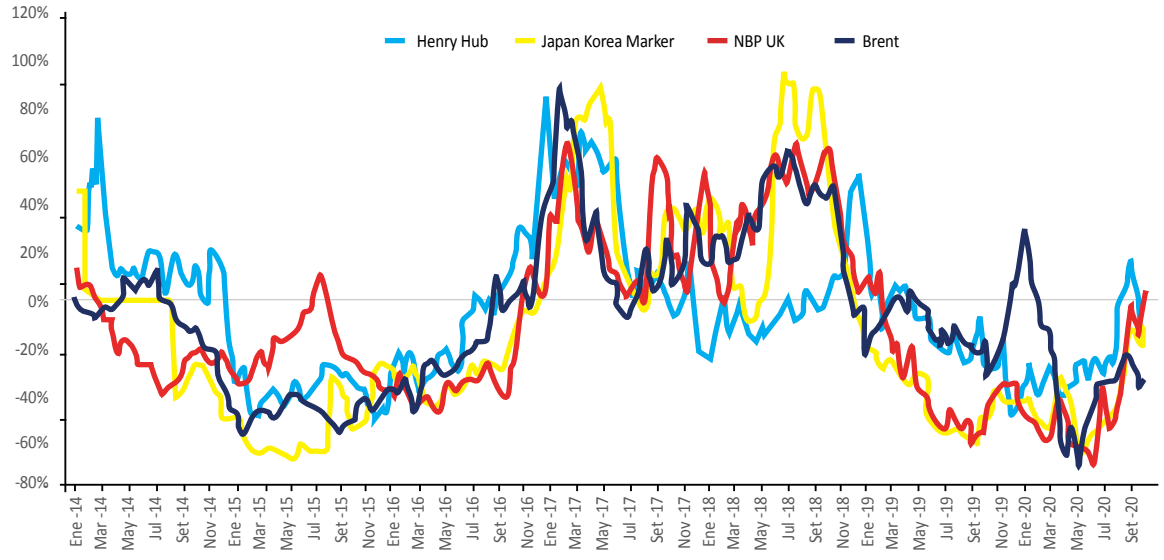
- **Estructura de mercado.** El mercado del gas natural es, por lo general, regional y responde a diferentes condiciones de oferta y demanda en cada región. Además, su formación de los precios varía según las políticas energéticas adoptadas por los países y condiciones económicas.

- **Patrones de consumo.** Se exhibe mayor estacionalidad en el gas natural que en los productos como el petróleo, debido a la diferencia que hay en el consumo de ambos *commodities*.

Levine *et al* (2014) señala que los precios del gas natural en invierno pueden llegar a fluctuar drásticamente con los cambios en el clima y según la cantidad almacenada. Esto se sostiene en que si los niveles de almacenamiento son bajos en otoño, existirá la preocupación de que será difícil satisfacer las demandas máximas durante el invierno. Así, los comercializadores pueden estar dispuestos a pagar más por el producto para asegurar los volúmenes de entrega de gas natural durante la época de invierno. Esto conlleva a una presión al alza sobre los precios de los marcadores.

Levine *et al* (2014) señala que los precios del gas natural en invierno pueden llegar a fluctuar drásticamente con los cambios en el clima y según la cantidad almacenada.

Gráfico 1-16: Volatilidad de marcadores de gas y petróleo
(Var.% anual de los promedios móviles semanales)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Por otro lado, un clima más templado o menos frío de lo esperado puede generar altos niveles de inventario de almacenamiento durante el invierno; lo que provocaría que los precios del gas natural puedan disminuir en respuesta a los abundantes suministros. Por ejemplo, en los meses previos a la crisis por la pandemia del Covid-19, DBRS Morningstar (2020) señala que los precios del gas natural habían tenido una alta volatilidad debido a temperaturas invernales relativamente benignas para el mercado estadounidense y el GNL.

Análisis de evolución de precios del Henry Hub (2010–2020)

El Henry Hub es el principal punto de referencia para determinar un precio para el gas natural en Estados Unidos, y hace referencia tanto al mercado *spot* como al de futuros. Fulwood, M. (2018) señala que los *hubs* de gas natural se desarrollaron, por primera vez, en el mercado estadounidense, donde operan como ubicaciones físicas y se cruzan múltiples gasoductos. En ese mercado, el Henry Hub es el más importante.

Durante la última década, la industria energética de Estados Unidos experimentó una nueva revolución en ese sector debido a la explotación de *shale oil* por medio del *fracking*. La viabilidad económica de la extracción de grandes cantidades de petróleo y gas natural desde los campos de esquisto en Estados Unidos ayudó a reducir la dependencia de ese país por las importaciones de combustible. La caída de los precios desde 2010 está marcada por el aumento de la producción de gas natural doméstico en Estados Unidos, hasta el punto que el país pasó de ser importador neto a exportador neto del hidrocarburo.

El avance tecnológico ha dado lugar a un aumento de la producción en Estados Unidos, especialmente a partir de recursos de esquisto. Esta subida en el suministro de gas natural ha originado precios más bajos, una reducción de la volatilidad de precios y expectativas de aumento de la demanda.

El factor climático durante los primeros meses del año (invierno en el hemisferio norte) es una de las razones que empuja el precio del gas natural al alza; por ejemplo, 2014 tuvo uno de los inviernos más crudos en Estados Unidos. En los últimos años, y exceptuando los picos del precio provocados por la llegada de las estaciones frías (como en 2019), la desaceleración económica profundizada por la guerra comercial con China y el permanente crecimiento de la producción de gas natural han continuado reduciendo el precio del producto. La primera mitad de 2020, además, tuvo como un componente que restó la cotización del gas natural la crisis derivada por la pandemia del Covid-19 (ver **gráfico 1-17**).

Análisis de evolución de precios del NBP (2010-2020)

Los principales *drivers* que influyen sobre la evolución del NBP y Japan Korea Marker por el lado de la demanda son la temperatura de las estaciones, el precio del petróleo, la producción eléctrica; mientras que por el lado de la oferta las disrupciones en la producción europea (técnicas o geopolíticas), el nivel de importaciones de GNL y el precio del GNL en Asia.

Planta de Peru LNG. Foto: DSGN-Osinergmin.

El NBP (*National Balancing Point*) es uno de los principales precios de referencia del gas natural en Europa y el marcador de referencia más importante para las exportaciones peruanas de GNL destinadas al viejo continente. Durante el periodo 2010-2020, el NBP ha presentado cuatro tendencias diferenciadas (ver **gráfico 1-18**).

i) Periodo 1 (ene 10-dic 13). La tendencia creciente se explica por interrupciones en el suministro de gas noruego y el crecimiento de los precios del petróleo durante 2010. Posteriormente, en 2011, el incidente de Fukushima exacerbó los precios en Asia, lo que conllevó a un incremento en los precios del NBP por paridad.

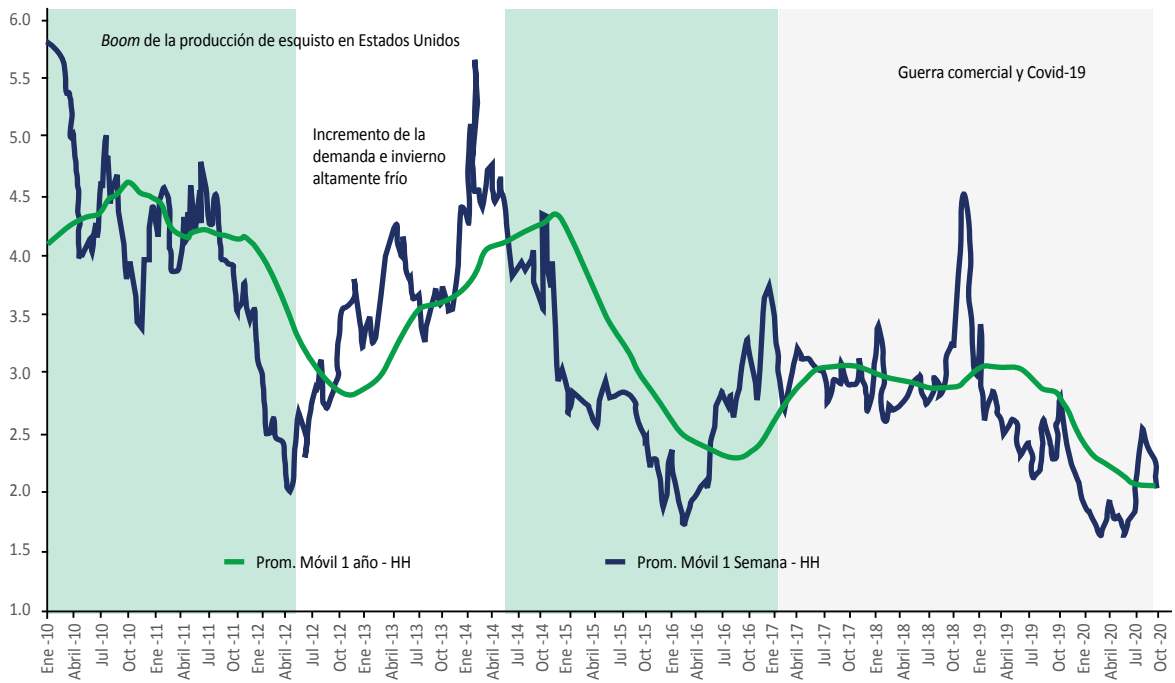
ii) Periodo 2 (ene 14-abr 16). A pesar del pequeño repunte del segundo semestre de 2014, ante la incertidumbre por el conflicto geopolítico entre Rusia-Ucrania, en este periodo predominó una tendencia decreciente en el NBP motivada, sobre todo, por una senda decreciente del precio del petróleo, inviernos europeos menos fríos e importaciones constantes de GNL.

iii) Periodo 3 (may 16-set 18). El aumento de la demanda por el cambio de la matriz energética de carbón a gas natural en varios de los países europeos, la subida del precio del petróleo e inviernos más fríos explicaron la tendencia creciente del NBP durante este periodo.

iv) Periodo 4 (oct 18-jun 20). Una vez más la senda decreciente en los precios del petróleo y la caída en el sustituto más cercano del gas natural en generación (el carbón), sumadas a la sobreoferta de GNL y el clima más templado, provocaron una baja del NBP hacia el tercer trimestre de 2019.

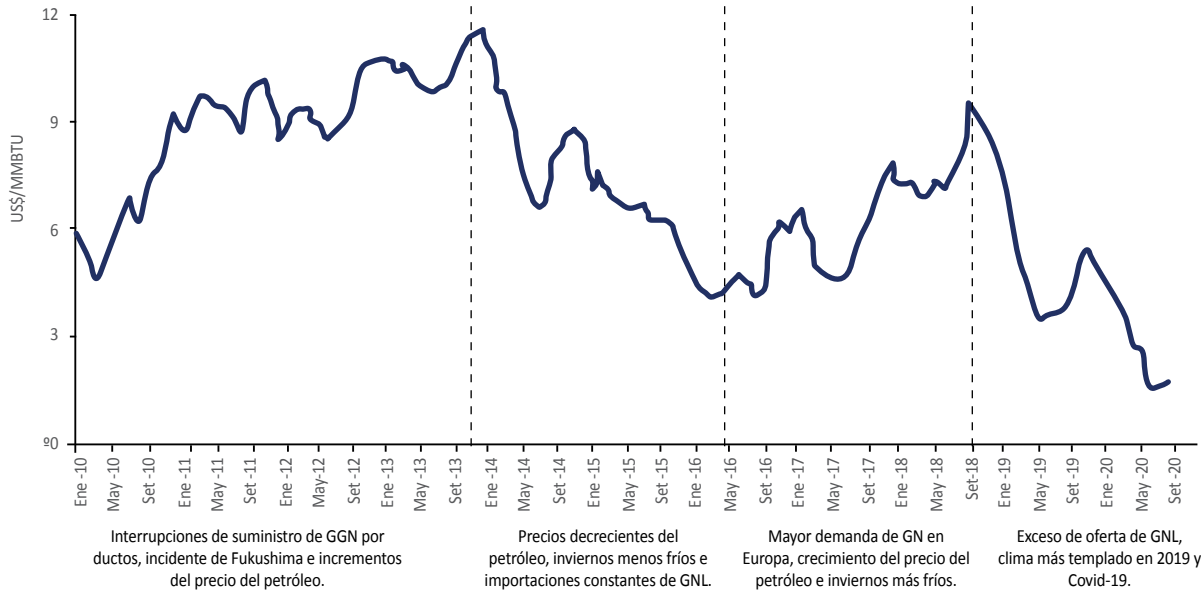
A pesar de que en el cuarto trimestre de 2019, las rachas de frío y las expectativas del clima invernal, así como las incertidumbres en torno al resultado de las negociaciones sobre el futuro de los envíos de gas ruso a Europa impulsaron el precio del NBP; en 2020, los *lockdowns* producidos por el Covid-19 han deprimido la demanda europea de gas natural, retomando la senda decreciente.

Gráfico 1-17: Evolución del precio del Henry Hub (US$/MMBTU)



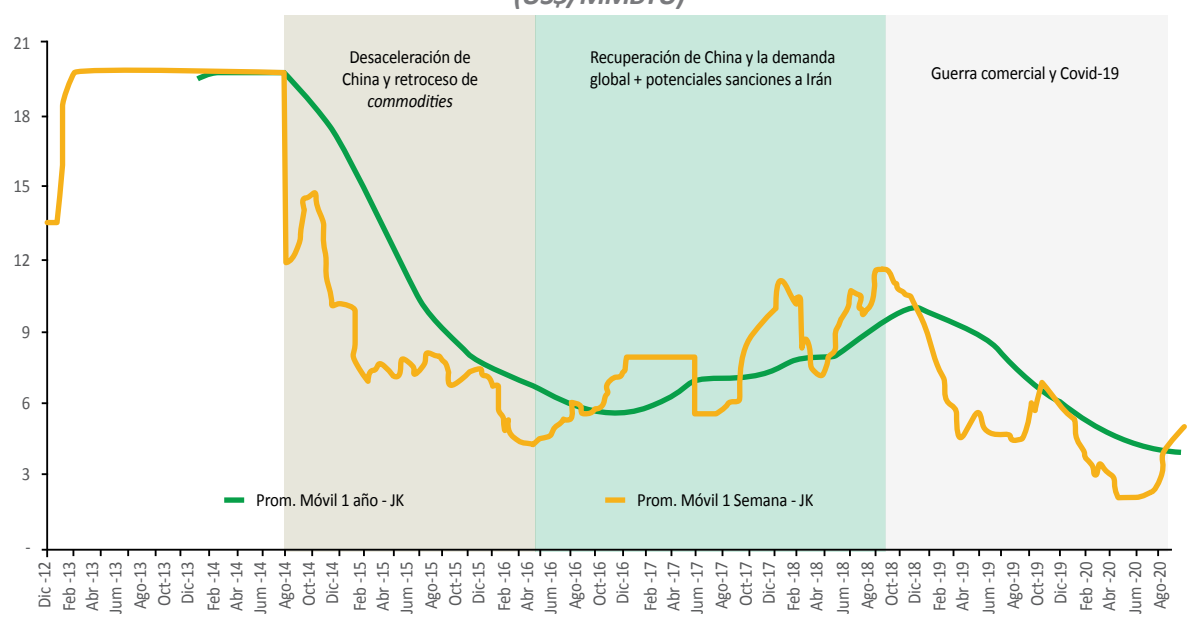
Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-18: Evolución del precio del NBP (Reino Unido)
(US$/MMBTU)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-19: Evolución del precio del LNG Japan Korea Marker
(US$/MMBTU)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

PERU LNG. Foto: DSGN-Osinergmin.

TGP-KP720. Foto: DSGN-Osinergmin.

Análisis de evolución de precios del Japan Korea Marker (2010-2020)

En Asia, según Fulwood (2018)[10], si bien China, Japón y Singapur son el foco para un potencial *hub* de GNL, ninguno de estos países ha desarrollado realmente un mercado mayorista de gas natural competitivo. China todavía tiene un largo camino por recorrer en términos de separación de las actividades comerciales y de transporte, así como la reducción del nivel de control gubernamental. Japón, por otra parte, según el autor debe establecer una separación más clara de las actividades comerciales y de transporte, y el gobierno debe integrar la red existente.

Así, en ese continente, el Japan Korea Marker es uno de los más conocidos e importantes precios de referencia para el gas natural y el principal marcador de referencia para las importaciones asiáticas de GNL, como por ejemplo las provenientes de Perú. Este mercado ha ido evolucionando durante la última década y reduciendo su dependencia de la tendencia del petróleo (ver **gráfico 1-19**).

Los precios del GNL se mantuvieron altos, sobre todo desde la explosión de la central nuclear de Fukushima en 2011, debido a una mayor demanda del combustible y al incremento del consumo de países como China. Sin embargo, la desaceleración económica de este país lo arrastró a menores niveles de crecimiento mundial y desencadenó una caída global de los precios de los *commodities*, incluidos los del gas natural. Posteriormente, el incremento de la demanda de GNL alentó nuevos incrementos en los precios de ese combustible.

RECUADRO 1-4
Importaciones de GNL de Japón

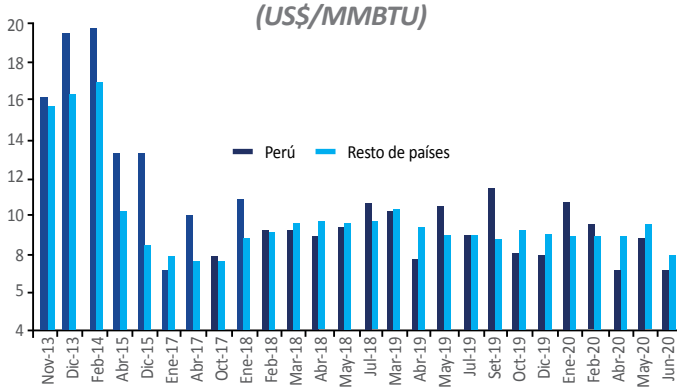
Foto: Shutterstock.

Japón es el principal importador de gas natural licuefactado (GNL) en el mundo y un jugador relevante en esa industria. Por otro lado, desde hace 10 años Perú exporta GNL. Como se ha descrito anteriormente, el país inició su exportación hacia el mercado norteamericano. Luego se ampliaron los destinos y se incrementó el volumen hacia Japón en los últimos años; sin embargo, a agosto de 2020 solo exportó el 3% de sus importaciones globales.

En el **gráfico 1-20** se observan los precios promedio de importación por parte de LNG Japan Corporation, una de las empresas más importantes en ese país para la importación y comercialización de GNL. Los precios a los que compra presentan una caída en los últimos años y, a partir de ello, un comportamiento relativamente estable.

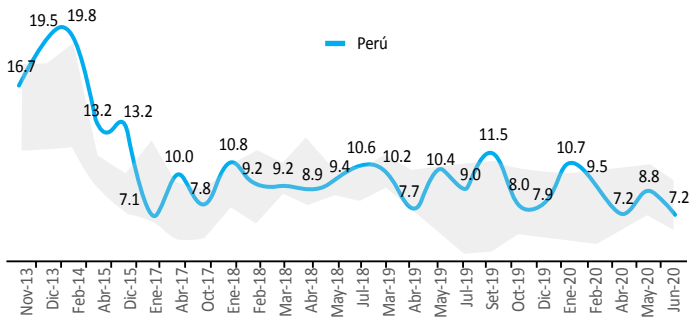
Si bien los precios de venta que Perú puede lograr en Japón son mayores que los marcadores en Europa y Estados Unidos, se han reducido con el paso de los años (ver **gráfico 1-21**). Al inicio, el precio de los envíos a Japón estaba dentro los más altos con respecto a otros suministradores del combustible al país asiático. Esta figura ha cambiado hasta llegar, en junio del 2020, a situarse dentro de los valores más bajos con respecto a otros países que exportan a Japón.

Gráfico 1-20: Precios promedio de importación de LNG Japan Corporation
(US$/MMBTU)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-21: Precios de importación de GNL desde Perú
(US$/MMBTU)



Fuente: Bloomberg. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

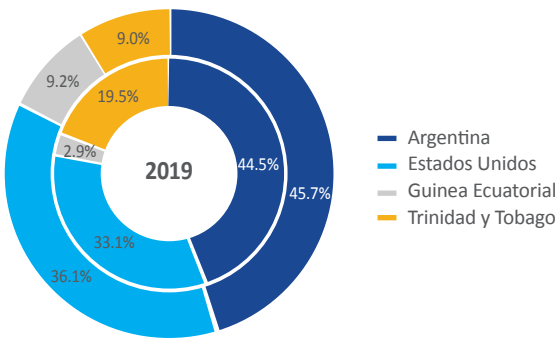
RECUADRO 1-5

Importaciones de GNL de Chile

Chile, Argentina y Brasil son algunos de los principales importadores de GNL. Chile comparte características económicas similares a las peruanas, por ello se toma como referencia para revisar de manera breve su condición de importador neto de GNL. En 2019, Chile importó un total de 4621 toneladas (Mt) de gas natural. De esa cantidad, el 44.5% provino de Argentina, el 33.1% de Estados Unidos, el 19.5% de Trinidad y Tobago y el 2.9% de Guinea Ecuatorial. Asimismo, durante los nueve primeros meses de 2020 importó 3534 Mt de gas natural de los mismos países que en 2019. Las participaciones son de la siguiente manera: 45.7% de Argentina, 36.1% de Estados Unidos, 9.2% de Guinea Ecuatorial y 9 % de Trinidad y Tobago, tal como se muestra en el siguiente gráfico.

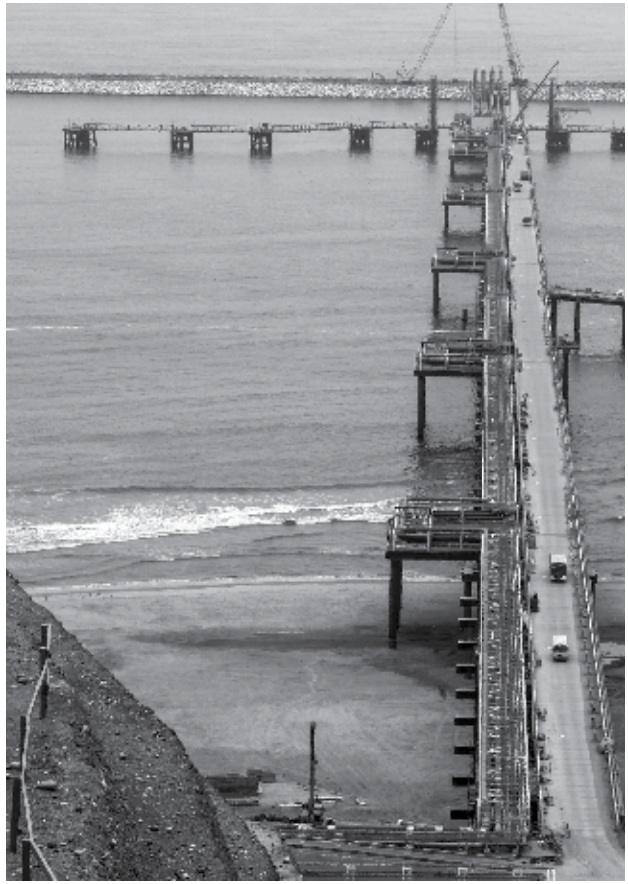
De acuerdo con los contratos de importación de gas natural del país vecino, Chile, el marcador Henry Hub sirve de referencia para la importación de gas natural a Chile[a].

Gráfico 1-22:
Importaciones de Chile, 2019-2020
(% de participación)



Fuente: Comisión Nacional de Energía de Chile. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

[a] Disponible en https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2016/03/Informe-de-proyecciones-de-precios-de-combustibles.pdf.



Instalación marítima de GNL Melchorita, Lima-Perú.

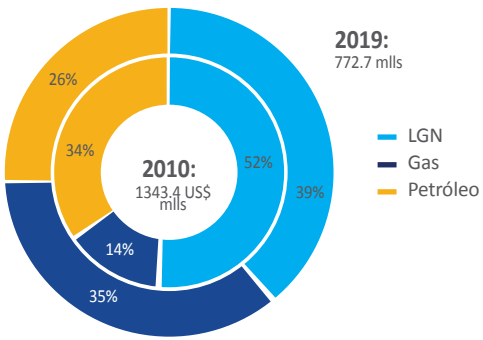
1.6. IMPACTO DE LOS MARCADORES INTERNACIONALES SOBRE LAS REGALÍAS RECAUDADAS POR EL GAS EXPORTADO

En la presente sección se describe el efecto que tienen los precios internacionales del GNL sobre la economía local, principalmente mediante las regalías que se recaudan por el volumen de gas natural que se exporta (lotes 56 y 57)[11]. El **recuadro 1-6** muestra el detalle de la participación y evolución de las regalías recaudadas por gas natural con respecto al total de regalías por hidrocarburos (líquidos de gas natural -LGN-, gas y petróleo).

RECUADRO 1-6
Las regalías del gas natural

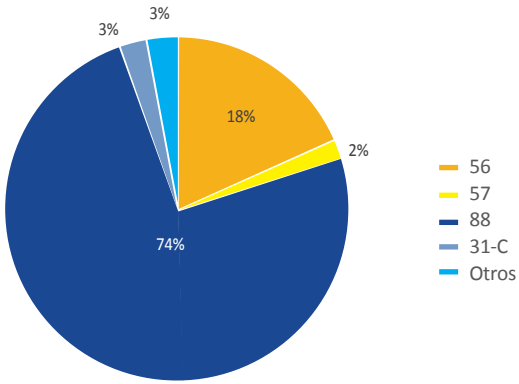
Las regalías obtenidas por la producción de gas natural seco han pasado de representar el 14% del total de las que percibió el país en 2010 por la explotación de hidrocarburos a más de un tercio (35%) de las mismas hacia 2019 (ver **gráfico 1-23**). En conjunto con los líquidos de gas natural (LGN) han representado el 74% de las regalías para 2019.

Gráfico 1-23: Regalías cobradas por tipo de combustible, 2010 y 2019



Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 1-24: Regalías cobradas de gas natural por Lote, 2019



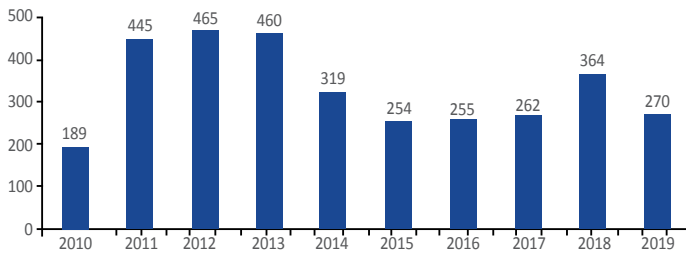
Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

TGP-KP 8+900. Foto: DSGN-Osinergmin.

Por otro lado, las provenientes de Camisea representan casi la totalidad de regalías obtenidas por la extracción de gas natural (94.6% para 2019), el principal aportante es el Lote 88 (74%), seguido del Lote 56 (18%). Ver **gráfico 1-24**.

La evolución de las regalías por gas natural en los últimos 10 años muestra un periodo de auge entre 2011 y 2013 (más de US$ 400 millones). Desde 2015 se evidencia una reducción en la recaudación, al no superar los US$ 300 millones, con excepción de 2018 (ver **gráfico 1-25**).

Gráfico 1-25: Evolución de regalías de GN
(Millones de US$)



Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-OSinergmin.

Los contratos de los lotes 56 y 57 definen, en términos generales, la metodología que se usará en cada uno de ellos para el cálculo de las regalías del gas natural fiscalizado (GNF) para la exportación.

Así, las regalías gasíferas provenientes de la exportación de GNL y el uso de gas natural como combustible de la Planta Pampa Melchorita se obtienen al valorizar la producción fiscalizada de GNF[12] de cada lote (multiplicando el volumen por el precio realizado o el valor mínimo para valorización, el que resulte mayor), y aplicando la tasa de regalía establecida sobre el referido monto (ver **cuadro 1-1**).

El cálculo de las regalías es influenciado por lo que se conoce como Valor de Referencia (VR), componente representado por uno o varios marcadores, acordado por las partes, expresado en dólares por millón Btu. Este se obtiene a partir de un promedio ponderado entre los marcadores internaciones y los volúmenes enviados al destino en el que se emplea cada marcador. El VR interviene en el cálculo de las regalías por dos canales: el porcentaje de regalía y el valor de producción (ver **ilustración 1-1**).

i) En el primer canal, el rango del VR determina directamente el porcentaje de regalía que se aplicará sobre la producción de GNF (ver **ilustración 1-1**). Cabe resaltar que este mecanismo se da solo en el cálculo para los lotes 88 y 56.

ii) En el segundo, dependiendo del valor del VR, se determina el Valor Mínimo para Valorización (VMV) y el precio realizado en el área de producción (PR), eligiéndose el máximo entre ambos[13]. Este criterio aplica para los tres lotes de Camisea: 88, 56 y 57 (ver **ilustración 1-1** y **anexo A.1-1**).

El **gráfico 1-26** muestra que el valor de referencia promedio anual estimado evoluciona de forma conjunta con la recaudación de regalías asociadas a la exporta-

Cuadro 1-1:
Fórmula de cálculo de regalías para el gas destinado a la planta de Peru LNG, según lote

GNF: Planta LNG

Lote 56

Regalía: ***GNF x Max(PR;VMV)x%R***

Donde:

VR (US$/MMBTU)	% de regalía
≤4.0	3.0
≥5.0	3.8

Lote 88

Regalía: ***GNF x Max(PR;VMV)x%R***

Donde:

VR (US$/MMBTU)	% de regalía
≤4.0	3.0
≥5.0	3.8

Lote 57[14]

Regalía: ***GNF x Max(PR;VMV)x%R***

Donde:

Niveles de producción fiscalizada del lote MBDC	Regalía en procentaje %
< 5	5
5 - 100	5 - 20
>100	20

Donde:

VR (US$/MMBTU)	VMV (US$/MMBTU)	PR (US$/MMBTU)
2	0.2	0.06
2.5	0.3	0.09
3	0.4	0.12
3.5	0.5	0.15
4	0.53	0.159
4.5	0.58	0.243
5	0.63	0.514
5.5	0.71	0.796
6	0.79	1.104
6.5	0.88	1.413
7	0.97	1.722
7.5	1.075	2.03
8	1.18	2.339
8.5	1.325	2.648
9	1.47	2.956
9.5	1.615	3.265
10	1.76	3.574

Fuente: contratos de los lotes 88, 56 y 57. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

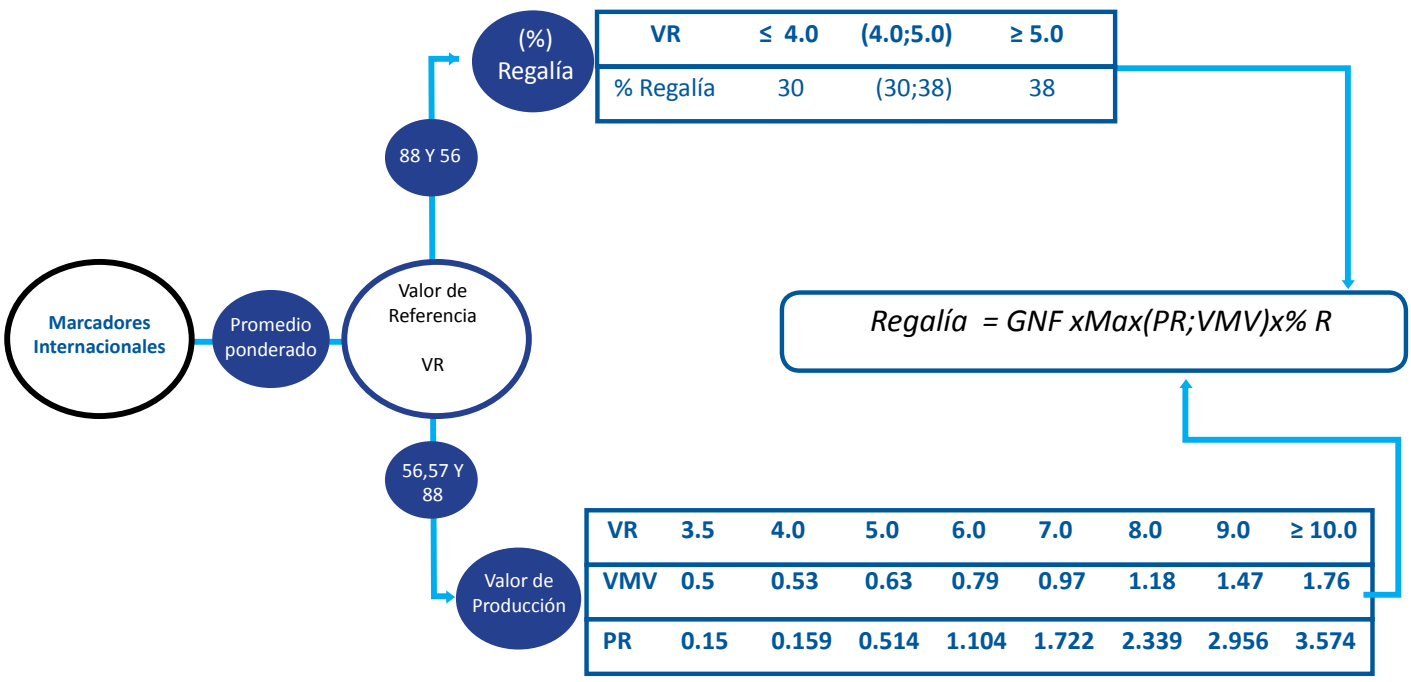
Generalmente cuando ha aumentado (disminuido) el valor de referencia promedio anual estimado, la recaudación de regalías también se incrementa (disminuye).

ción de gas natural en el transcurso de los años. Al respecto, se observa que generalmente cuando ha aumentado (disminuido) el valor de referencia promedio anual estimado, la recaudación de regalías también se incrementa (disminuye). No obstante, en 2016 no se cumple esta relación debido a que el aumento de la producción compensó la caída del precio.

Como se mencionó anteriormente, el valor de referencia es el promedio ponderado entre los marcadores internacionales. En el **gráfico 1-27** se muestra cómo han evolucionado los principales marcadores internacionales y el VR. Este último, al ser un ponderado de los marcadores se ha visto más influenciado por los marcadores usados para los destinos que han concentrado la mayor proporción de los envíos de GNL peruano; así, por ejemplo, cuando la mayor proporción de envíos usó el Henry Hub como referencia, el VR se acercó más a tal marcador.

Para poner en contexto al lector, se ha realizado una evaluación del panorama internacional de la industria del gas natural, la participación del Perú, así como una evaluación general del efecto

Ilustración 1-1:
Canal de transmisión del efecto de cambios en el precio de los marcadores sobre las regalías recaudadas por exportación[15]

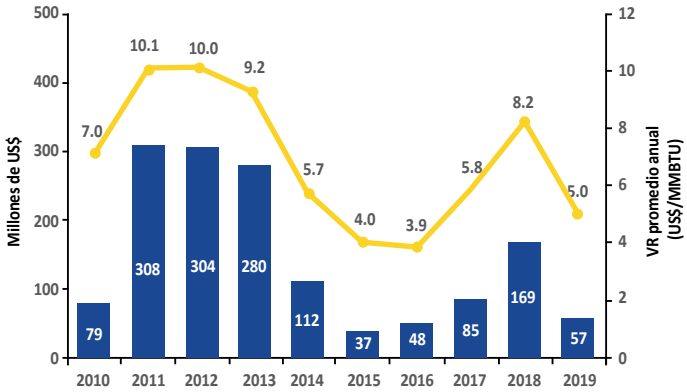


VR	≤ 4.0	(4.0;5.0)	≥ 5.0
% Regalía	30	(30;38)	38

VR	3.5	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	≥ 10.0
VMV	0.5	0.53	0.63	0.79	0.97	1.18	1.47	1.76
PR	0.15	0.159	0.514	1.104	1.722	2.339	2.956	3.574

Fuente: contratos de los lotes 88, 56 y 57. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

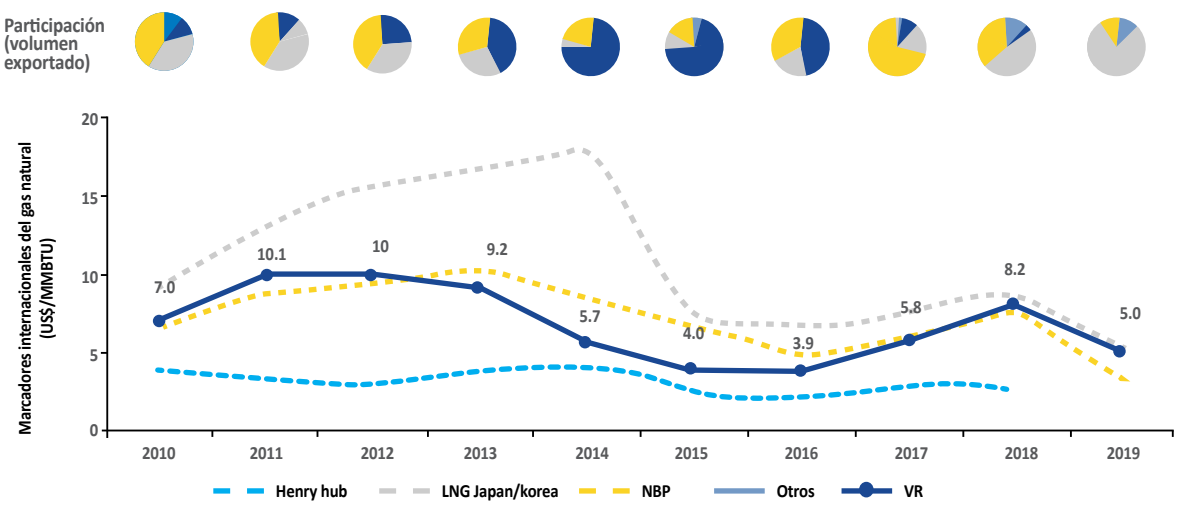
Gráfico 1-26:
Evolución de las regalías por exportación y el valor de referencia



Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

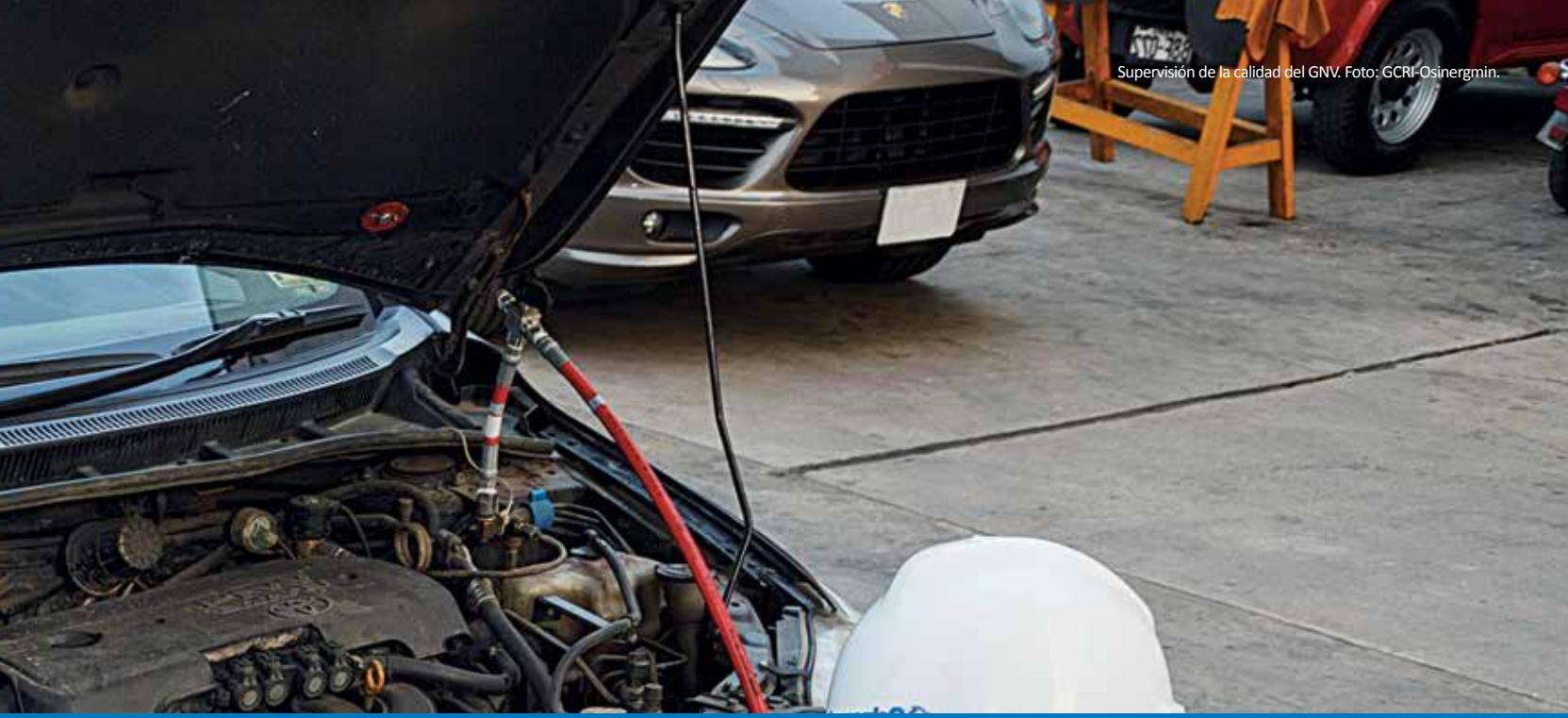
de los precios marcadores internacionales en las regalías. En el capítulo siguiente, profundizaremos sobre el desarrollo de la industria del gas natural en el mercado local y cómo desde su inicio, con el Proyecto Camisea, se ha incrementado de manera notable el consumo de este combustible, beneficiando a muchos peruanos.

Gráfico 1-27:
Evolución de los marcadores internacionales y el valor de referencia



Fuente: Perupetro. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

TGP-Llegada de Herramienta PIG a City Gate Ayacucho. Foto: DSGN-Osinergmin.



Supervisión de la calidad del GNV. Foto: GCRI-Osinergmin.

02 DESARROLLO DE LA OFERTA EN EL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL

Este capítulo expone las actividades de exploración, producción, procesamiento y transporte y distribución de gas natural en el Perú. En las secciones de procesamiento y transporte se describe la infraestructura que actualmente tiene el país para el desarrollo de estas actividades. En la sección sobre distribución se presentan las principales características de los contratos de concesión de distribución, así como la evolución de las redes construidas que tiene cada una.

Supervisión de la construcción del ducto de gas de Pluspetrol en Cashiriari. Foto: DSGN-Osinergmin.

CAPÍTULO 2

DESARROLLO DE LA OFERTA EN EL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL

El buen cumplimiento de la cadena de valor de la industria del gas natural en el Perú es esencial. Actualmente existen en Perú seis concesiones de distribución: Cálidda, Contugas, Quavii, Naturgy, Gas Natural de Tumbes S.A. y Gases del Norte del Perú S.A.C.

2.1. EXPLORACIÓN

Las actividades de exploración permiten descubrir nuevos yacimientos de recursos y eso aumenta el *stock* de activos de un país y, bajo condiciones apropiadas del mercado, impulsan las inversiones en el sector.

2.1.1. Evolución de las reservas de gas natural

Las reservas son las cantidades del recurso (en este caso, gas natural o líquidos de gas natural) que se anticipan como comercialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo de acumulaciones conocidas a una fecha dada y bajo condiciones definidas. Deben satisfacer cuatro criterios: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a la fecha de evaluación), basadas en el desarrollo del proyecto aplicado.

Las reservas de hidrocarburos pueden ser clasificadas, según su grado de certidumbre, como probadas, probables o posibles (Ministerio de Energía y Minas, Minem 2019).

- **Reservas probadas:** son las que luego de un análisis de datos geológicos y de ingeniería tienen una certeza razonable

Las reservas son las cantidades del recurso que se anticipan como comercialmente recuperables por la aplicación de proyectos de desarrollo.

Trabajadores de Pluspetrol en la estación de Cashiriari.
Foto: DSGN-Osinergmin.

de ser comercialmente recuperables, desde una fecha dada en adelante, de reservorios conocidos y bajo condiciones económicas definidas.

- **Reservas probables:** tienen una certidumbre menor de recuperación en relación a las probadas, usualmente del 50%.

- **Reservas posibles:** menos probables de ser recuperadas que las reservas probables, usualmente del 10%.

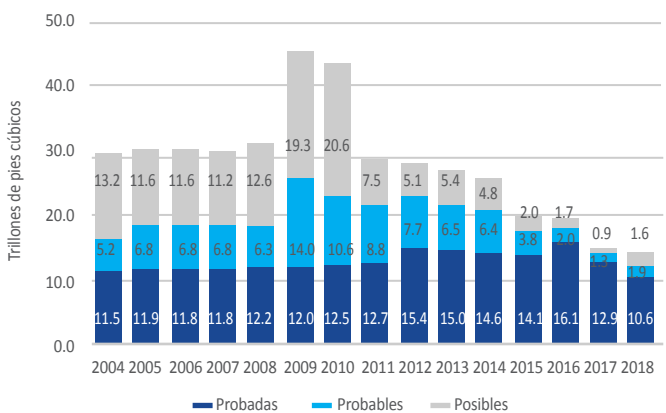
Las reservas de gas natural (GN) en el Perú, constituidas por las probadas, probables y posibles han presentado comportamientos diferentes. Las reservas probadas de gas natural han mostrado una tendencia descendente en los últimos años. Representaron 16 TCF en 2016, el nivel más alto en los últimos 15 años, mientras que en 2018 disminuyeron a 10.6 TCF, lo que representó una disminución significativa de 34% en solo dos años.

Esto se debería a la reestimación de volúmenes por ajustes en el modelo de simulación y en el balance de materia de los lotes 56 y 88. Además, a la fecha, los 3.5 TCF certificados como reservas en el Lote 58 en 2016 han sido reclasificados como recursos contingentes, es decir, como volúmenes no comerciales debido a que actualmente no hay mercado para su gas por la inexistencia de un gasoducto para su transporte.

Las reservas de líquidos de gas natural (LGN) en el país han mostrado un comportamiento similar a las de gas natural. Las reservas probadas de LGN totalizaron 514 MMbls (millones de barriles) en 2018, el valor más bajo en los últimos 15 años.

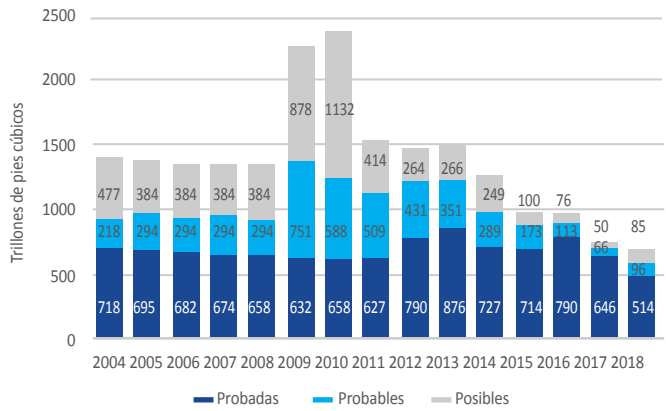
En los **gráficos 2-1** y **2-2** se observa que la tendencia de la disminución de reservas es

Gráfico 2-1:
Reservas de gas natural 2004-2018



Fuente y elaboración: UPPGN-DSGN, Osinergmin.

Gráfico 2-2:
Reservas de líquidos de gas natural 2004-2018



Fuente y elaboración: UPPGN-DSGN, Osinergmin.

marcada. Como se mencionó en el **capítulo 1**, nuestras reservas probadas garantizan una producción por 21.4 años (*ceteris paribus*).

El Proyecto Camisea, desde sus inicios, ha ejercido una gran influencia en el desarrollo de la industria del gas natural en el país, la misma que, por esos años, se encontraba en una situación incipiente. Así, ha logrado transformar la matriz energética del país.

2.2. PRODUCCIÓN

El Proyecto Camisea, desde sus inicios, ha ejercido una gran influencia en el desarrollo de la industria del gas natural en el país, la misma que, por esos años, se encontraba en una situación incipiente. Este nivel de influencia genera un mayor interés en el análisis de los niveles de producción de los hidrocarburos gaseosos.

El **gráfico 2-3** muestra la evolución de la producción fiscalizada total de gas natural del país, así como la producción de Camisea y el porcentaje que representa del total. Se observa que la producción de Camisea con respecto al total muestra un incremento del 23% al 95% durante el periodo 2004-2011 y se mantiene, aproximadamente, constante hasta 2019.

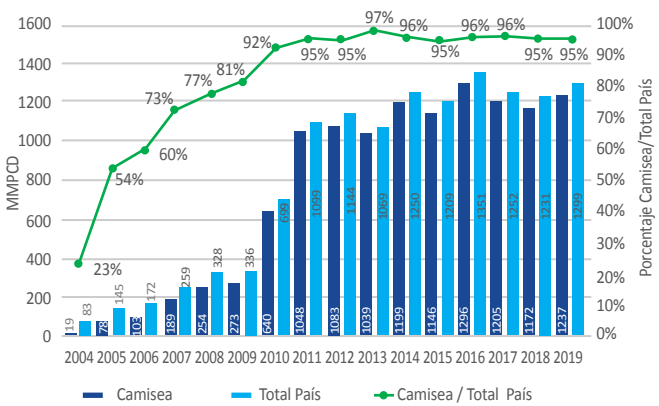
Por otra parte, el **gráfico 2-4** muestra la producción fiscalizada de gas natural de los lotes 88, 56 y 57 pertenecientes a Camisea.

Se observa que desde 2014 la producción fiscalizada del Lote 88 se ha mantenido superior a los 600 MMPCD. Sin embargo, en el caso del Lote 56, la producción fiscalizada ha ido disminuyendo en los últimos años. Esto, debido a la reducción progresiva del volumen de los yacimientos y al inicio de la explotación del Lote 57 en 2014.

Los lotes 56 y 88 son operados por Pluspetrol Perú Corporation, mientras que el Lote 57 es operado por Repsol Exploración Perú. Cabe señalar que la producción de los lotes 56 y 57 está destinada para la exportación por medio de Peru LNG.

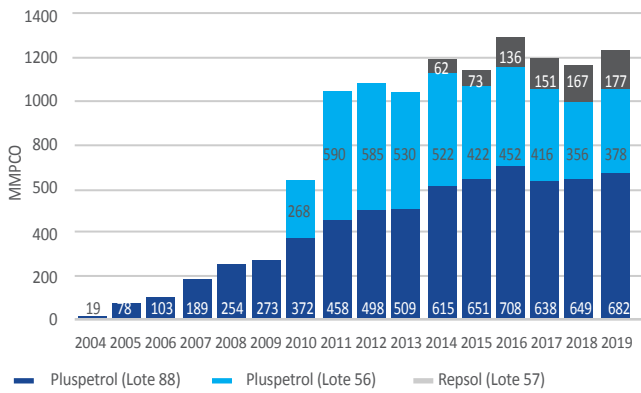
El **gráfico 2-5** muestra la producción de LGN de Camisea para el periodo 2004-2019. Se observa desde 2013 una disminución en los volúmenes producidos de líquidos de gas natural en los lotes 56 y 88. Por el contrario, en el caso del Lote 57 se observa un aumento de la producción desde 2015.

Gráfico 2-3: Producción fiscalizada total de gas natural 2004-2019



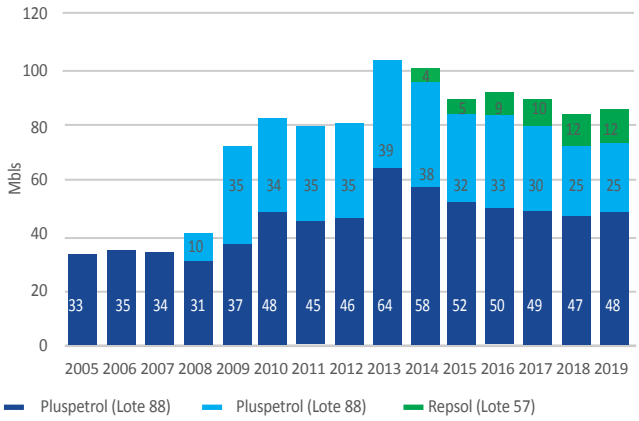
Fuente y elaboración: UPPGN-DSGN, Osinergmin.

Gráfico 2-4: Producción fiscalizada de gas natural 2004-2019, por lotes



Fuente y elaboración: UPPGN-DSGN, Osinergmin.

Gráfico 2-5: Producción fiscalizada de líquidos de gas natural 2004-2019



Fuente y elaboración: UPPGN-DSGN, Osinergmin.

Cuadro 2-1: Capacidad de procesamiento de las plantas de gas natural supervisadas por Osinergmin

Empresa	Unidades operativas	Capacidad de procesamiento
Pluspetrol Perú Corporation S.A.	Planta de Procesamiento de Gas Natural-Malvinas	1680 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural-Pisco	120 000 bpd
Peru LNG S.R.L.	Planta de Licuefacción de Gas Natural-Pampa Melchorita	625 MMPCD
Aguaytía Energy del Perú S.R.L.	Planta de Procesamiento de Gas-Curimaná	55 MMPCD
	Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural-Yarinacocha	4400 bpd
Procesadora de Gas Pariñas S.A.C.	Planta Criogénica de Gas Natural	40 MMPCD
Graña y Montero Petrolera S.A.	Planta de Procesamiento-Pariñas	44 MMPCD
Praxair Perú S.R.L.	Planta de hidrógeno y dióxido de carbono	4931 NCMH*

Nota. *. NCMH: metros cúbicos normales por hora.

Fuente y elaboración: propia con base en los Registros de Hidrocarburos.

2.3. PROCESAMIENTO

En esta etapa, la mezcla de hidrocarburos extraída de los yacimientos es separada en gas natural e hidrocarburos líquidos. Los posibles destinos del gas natural son las centrales termoeléctricas, plantas de licuefacción, viviendas, parque automotor, etc. Los hidrocarburos líquidos se transportan a las plantas de fraccionamiento para la producción de gas licuado de petróleo (GLP) y diésel, principalmente.

Las plantas de procesamiento de gas natural que supervisa la Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural (UPPGN) de la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN) de la Gerencia de Supervisión de Energía (GSE) de Osinergmin se muestran en el **cuadro 2-1**.

En la Planta de Procesamiento de Malvinas se separan los LGN del gas natural seco y

La mezcla de hidrocarburos extraída de los yacimientos es separada en gas natural e hidrocarburos líquidos. Los posibles destinos del gas natural son las centrales termoeléctricas, plantas de licuefacción, viviendas, parque automotor, etc. Los hidrocarburos líquidos se transportan a las plantas de fraccionamiento para la producción GLP y diésel, principalmente.

otros componentes no deseados. Luego se trasladan a la Planta de Fraccionamiento de Pisco mediante un poliducto operado por Transportadora de Gas del Perú (TGP). Allí, mediante procesos físicos se separan los hidrocarburos para obtener productos de uso específico, como el propano y butano, que componen el GLP, gasolina natural, nafta y *middle distillate blending stock* (MDBS).

2.4. TRANSPORTE

2.4.1. Transporte por ductos de gas natural

El transporte por ductos es una actividad que forma parte de la cadena de valor del gas natural y tiene por objetivo trasladar el gas natural y sus derivados de un lugar a otro. El gas natural extraído de los yacimientos se transporta mediante sistemas de recolección e inyección (*flowlines*) a una planta de separación; luego el gas natural se divide en dos componentes: gas natural seco y líquidos de gas natural. El gas natural seco se transporta mediante ductos para ser utilizado con fines residenciales, comerciales, industriales, uso vehicular y generación eléctrica; mientras que los líquidos de gas natural se transportan mediante ductos hacia una planta de fraccionamiento.

La Unidad de Supervisión de Transporte por Ductos de Gas Natural (UTDGN) perteneciente a la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN) de Osinergmin se encarga de supervisar y fiscalizar a los agentes que realizan actividades de transporte de gas natural por ductos, en las etapas preoperativa, operativa y de abandono. Entre los agentes supervisados están: Transportadora de Gas del Perú S.A., Peru LNG S.R.L., Pluspetrol Perú Corporation S.A., Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú, Aguaytía Energy del Perú S.R.L. y Enel Generación Piura S.A.

Las instalaciones supervisadas por la UTDGN incluyen:

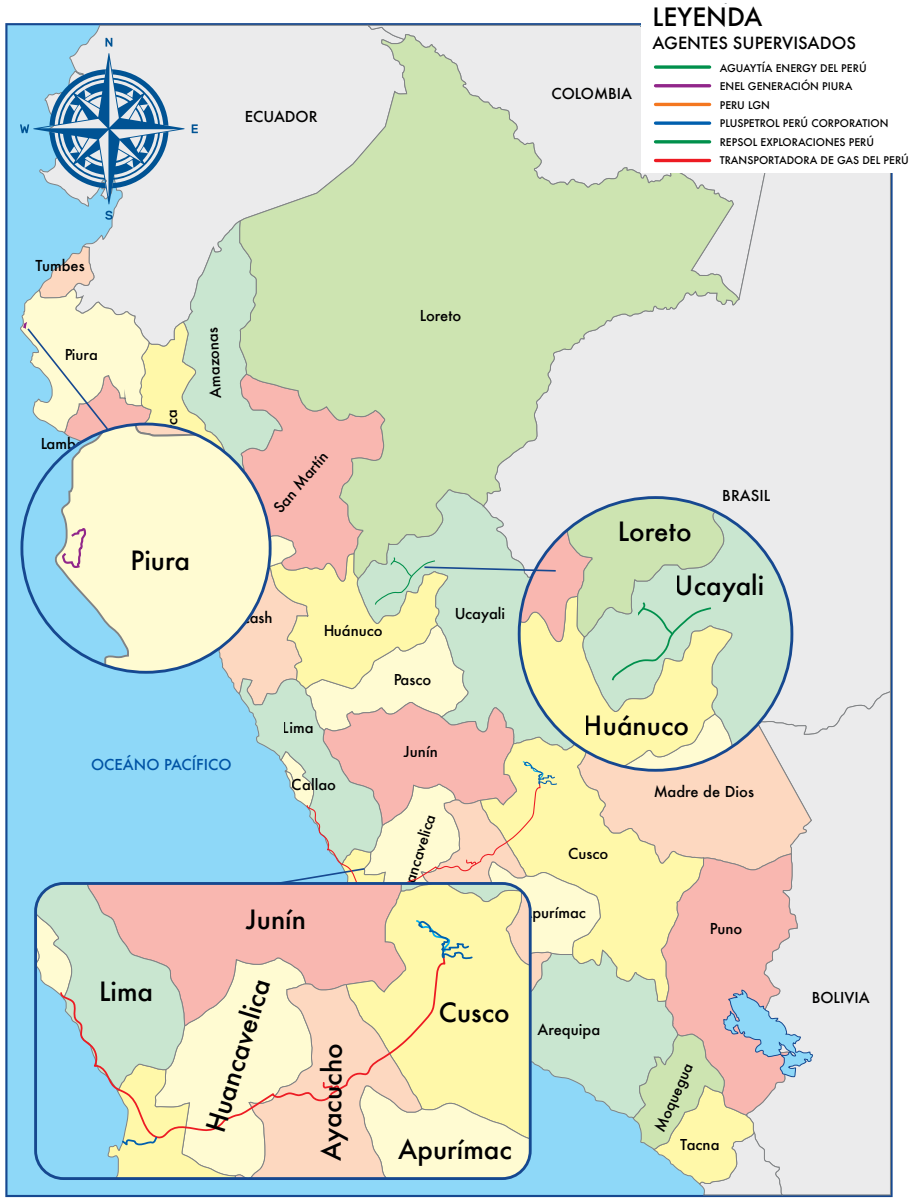
- Sistemas de transporte por ductos
- Sistemas de recolección e inyección
- Ductos principales
- Ductos para uso propio

El alcance geográfico de las instalaciones de los agentes supervisados se presenta en el **mapa 2-1**.

El transporte por ductos es una actividad que forma parte de la cadena de valor del gas natural y tiene por objetivo trasladar el gas natural y sus derivados de un lugar a otro. El gas natural extraído de los yacimientos se transporta mediante sistemas de recolección e inyección.

Construcción de los ductos para el transporte de gas natural y derivados, actividad esencial de la cadena de valor. Fotos: DSGN-Osinergmin.

Mapa 2-1:
Redes de transporte de gas natural supervisadas por Osinergmin



Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

a) Transportadora de Gas del Perú S.A.

El Sistema de Transporte por Ductos (STD) de la empresa Transportadora de Gas del Perú S.A. (TGP) se creó como parte de Camisea, el proyecto energético más importante del país que abarcó la explotación, transporte y distribución de gas natural y líquidos de gas natural.

El gas natural extraído de los yacimientos de Camisea, en la selva de la región Cusco, se procesa en la Planta de Separación de Malvinas, donde se elimina el agua y las impurezas. Además, se separa el gas natural seco (metano y etano) de los denominados líquidos de gas natural. Ambos productos separados se trasladan mediante el STD (un gasoducto para el gas natural seco y un poliducto para los líquidos de gas natural).

El gas natural seco se transporta a Ayacucho, Ica y Lima para ser utilizado con fines residenciales, comerciales, industriales, uso vehicular y generación eléctrica. Los

El gas natural seco de Camisea se transporta a Ayacucho, Ica y Lima para ser utilizado con fines residenciales, comerciales, industriales, uso vehicular y generación eléctrica, mientras que los líquidos de gas natural se transportan hacia la Planta de Fraccionamiento de Pisco.

Supervisión de la planta de gas natural y la construcción de ductos. Fotos: DSGN-Osinergmin.

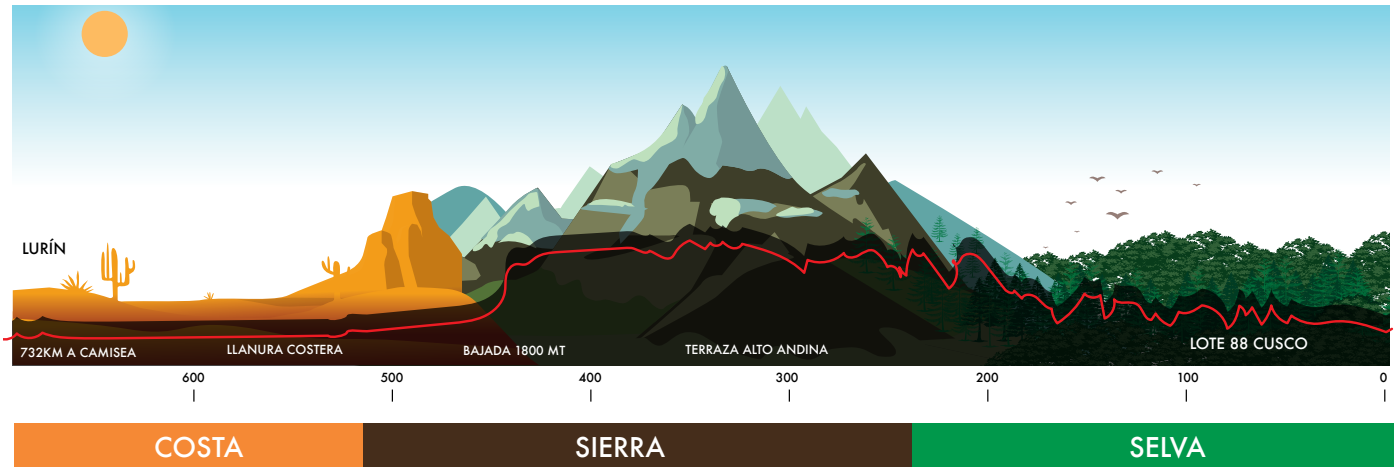
líquidos se transportan hacia la Planta de Fraccionamiento de Pisco, en donde se obtienen productos de calidad comercial (gasolina, GLP, naftas) que se despachan al mercado en camiones cisterna o buques. En la **ilustración 2-1** se observa el recorrido del STD que cruza las tres regiones del Perú.

El STD consta de las siguientes unidades supervisadas:

1. Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD-GN)
2. Sistema de Transporte por Ductos de Líquidos de Gas Natural (STD-LGN)

Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural

Ilustración 2-1:
Recorrido del Sistema de Transporte por Ductos de GN y LGN



Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

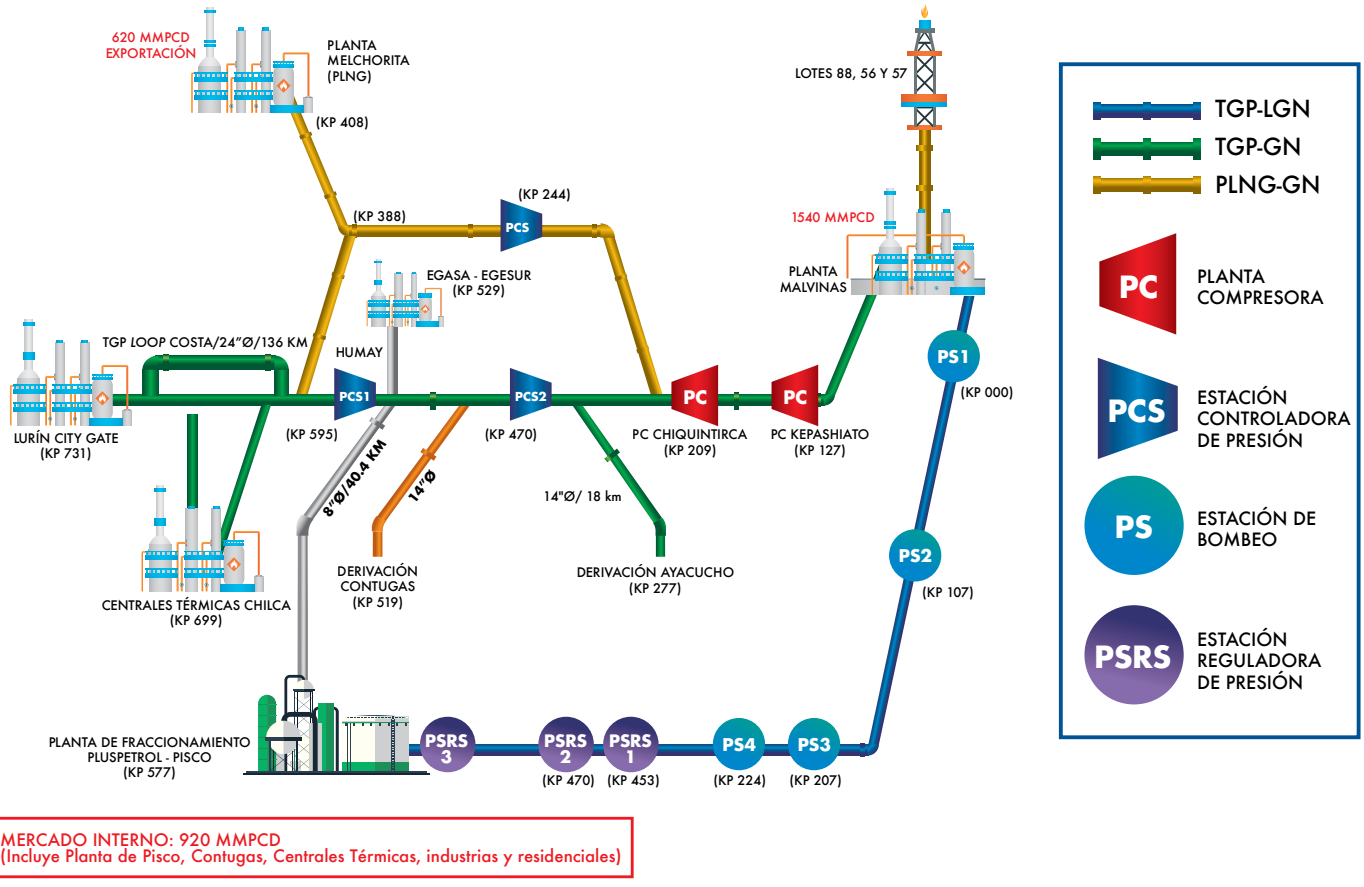
El Sistema de Transporte por Ductos (STD-GN) está constituido por un gasoducto troncal de aproximadamente 730 km y un *Loop* ubicado en la costa de 136 km y 24" de diámetro. El gasoducto troncal, que se inicia en la Planta de Separación de Malvinas y finaliza en el punto de entrega, ubicado en el City Gate de Lurín recorre aproximadamente 209 km con un diámetro de 32", continuando a lo largo de 310 km con un diámetro de 24" y finalizando tras 211 km con un diámetro de 18".

El *Loop* es un ducto paralelo al ducto existente de 18" de diámetro que abarcó dos etapas: desde Pampa Melchorita hasta Chilca (*Loop* Costa I, inició operación en 2009) y el *Loop* Costa II (inició operación en 2016) que se interconecta con el *Loop* Costa I en la estación de Chilca, y termina en una trampa de recepción que fue reubicada en el City Gate de Lurín.

Entre las principales instalaciones del STD-GN están:

- **Planta de Compresión de Chiquintirca.** Ubicada en la progresiva KP-210, en el distrito de Anco, Provincia de La Mar, Departamento de Ayacucho a 350

Ilustración 2-2:
Sistema de Transporte por Ductos de GN y LGN



Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

m aproximadamente de la Estación de Bombeo N° 3 (PS3). Inició su operación en 2010.

- **Planta de Compresión de Kámani.** Ubicada en la progresiva KP-127, en la localidad de Kepashiato, distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco. Su diseño (en conjunto con el *Loop* Costa II) permite transportar a todo el sistema hasta 1540 MMPCD de gas natural seco con cuatro turbocompresores, aumentando la capacidad de transporte de gas natural para el mercado interno hasta 920 MMPCD (capacidad actual).

- **Derivación Ayacucho.** Constituida por un ducto de derivación de 14" del STD-GN a la región de Ayacucho (14" de diámetro y 18.33 km aproximadamente), una estación de derivación a la altura del KP-277 del STD-GN y un City Gate ubicado en Ayacucho. Es importante para la masificación del uso del gas natural en las ciudades alto andinas, principalmente para la distribución de gas natural vehicular (GNV). Se terminó su construcción el 10 de agosto de 2016[1] y tiene una capacidad de transporte de 50 MMPCD.

Supervisión de prueba hidrostática de la linea 1 de TGP. Foto: DSGN-Osinergmin.

- **Interconexión con el Ducto Principal de Peru LNG S.R.L.** Permitió incrementar la capacidad de transporte en 80 MMPCD.

El STD-GN atraviesa los departamentos de Cusco, Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima. En el **cuadro 2-2** se resumen los principales aspectos técnicos del STD-GN.

Cuadro 2-2: Datos técnicos del STD-GN

Inicio del ducto	Gasoducto troncal: Planta de Separación de Malvinas *Loop* Costa: Pampa Melchorita Derivación Ayacucho: KP 277+026 del STD-GN
Fin del ducto	Gasoducto troncal: City Gate de Lurín *Loop* Costa: City Gate de Lurín Derivación Ayacucho: City Gate de Ayacucho
Longitud	Gasoducto troncal: 730 km *Loop* Costa: 136 km Derivación Ayacucho: 18.33 km
Diámetro	Gasoducto troncal: 32" (209 km), 24" (310 km) y 18" (211 km) *Loop* Costa: 24" Derivación Ayacucho: 14"
Capacidad de transporte	920 MMPCD (Destinado al mercado local)

Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

Sistema de Transporte por Ductos de Líquidos de Gas Natural

El Sistema de Transporte por Ductos de Líquidos de Gas Natural (STD-LGN) está constituido por un poliducto de aproximadamente 557.3 km, el cual comienza en el mismo punto del gasoducto en la Planta de Separación de Malvinas y finaliza en la Planta de Fraccionamiento de Pisco. Es un ducto telescópico que recorre aproximadamente 454.5 km con un diámetro

de 14" y continúa a lo largo de 102.8 km con un diámetro de 10". La capacidad de transporte del ducto es de 130 MBPD.

El STD-LGN atraviesa los departamentos de Cusco, Ayacucho, Huancavelica e Ica.

Entre las principales instalaciones del STD-LGN están:

- **Estación de Bombeo PS1.** Ubicada en la progresiva KP 000+000, en el distrito de Megantoni, provincia de La Convención, departamento de Cusco.

- **Estación de Bombeo PS2.** Ubicada en la progresiva KP 108+231, en el distrito de Echarate, provincia de La Convención, departamento de Cusco.

- **Estación de Bombeo PS3.** Ubicada en la progresiva KP 209+703, en el distrito de Anco, provincia de La Mar, departamento de Ayacucho.

- **Estación de Bombeo PS4.** Ubicada en la progresiva KP 225+885, en el distrito de Anco, provincia de La Mar, departamento de Ayacucho.

b) PERU LNG S.R.L.

Como parte del proyecto de licuefacción de gas natural a cargo de Peru LNG S.R.L, se construyó un ducto para transportar gas natural seco hacia la primera planta de licuefacción en el Perú, para su transformación en GNL y posterior exportación. Perú LNG (PLNG) tiene las siguientes unidades supervisadas:

- **Ducto Principal de PLNG. Tiene una longitud de 408.1 km aproximadamente, con un diámetro de 34".** Inicia en Ayacucho (comunidad de Chiquintirca, distrito de Anco, provincia de La

Como parte del proyecto de licuefacción de gas natural a cargo de Peru LNG S.R.L se construyó un ducto para transportar gas natural seco hacia la primera planta de licuefacción en el Perú, para su transformación en GNL y posterior exportación.

Planta de Perú LNG. Fotos: DSGN-Osinergmin.

Mar) a la altura del KP 208 del STD-GN de TGP y finaliza en la Planta de Licuefacción de Pampa Melchorita (Cañete) a la altura del KP 593+100 del STD-GN. Tiene una capacidad de transporte de 1290 MMPCD. Atraviesa los departamentos de Ayacucho, Huancavelica, Ica y Lima.

- **Ducto de Uso Propio de PLNG.** Ubicado en el distrito de San Vicente de Cañete, provincia de Cañete, departamento de Lima. Tiene una longitud de 1.153 km y 10.75" de diámetro. Se utilizó para transportar el gas natural necesario (para generación eléctrica) para la construcción de la Planta de Licuefacción de Melchorita. Actualmente se encuentra fuera de servicio.

c) Pluspetrol Perú Corporation S.A.

Los sistemas de recolección e inyección (*flowlines*) de Pluspetrol Perú Corporation S.A. (Pluspetrol) tienen como finalidad el cumplimiento de las obligaciones contractuales que tiene Pluspetrol como titular del contrato de licencia de los lotes 88 y 56. Los *flowlines* permiten el correcto flujo de transporte entre los pozos de producción y la Planta de Separación de Malvinas; asimismo, el flujo para la inyección de gas en los pozos de producción. Pluspetrol tiene las siguientes unidades supervisadas (ver **ilustración 2-3**):

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 88, San Martín (*flowlines* San Martín).** Inicia en el yacimiento San Martín del Lote 88 y culmina en la Planta de Separación de Malvinas. Comprende varios ductos de diferentes diámetros que en total suman 77 km de longitud.

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 88, Cashiriari (*flowlines* Cashiriari).** Inicia en el yacimiento Cashiriari del Lote 88 y termina en la Planta de Separación de Malvinas. Comprende un ducto de 64 km (24" pulgadas de diámetro) y otro de 12.5 km (20").

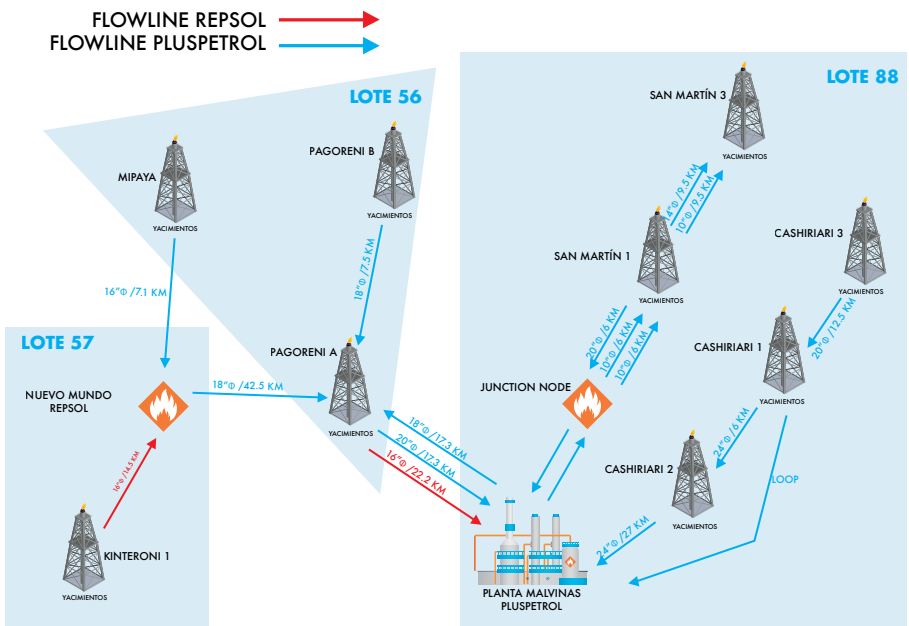
- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 56, Pagoreni (*flowlines* Pagoreni).** Inicia en el Yacimiento Pagoreni del Lote 56 y termina en la Planta de Separación de Malvinas. Comprende un ducto de 7.5 km (18") y dos de 17.3 km (de 20" y 18", respectivamente).

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 56, Mipaya (*flowlines* Mipaya).** Comprende un ducto de 7.1 km desde Mipaya a Nuevo Mundo y otro de 42.5 km desde Nuevo Mundo hasta Pagoreni.

- **Ducto Principal Humay, Lobería.** Este ducto va desde Humay hasta la playa Lobería en Pisco. Tiene 40.4 km de longitud y 8" pulgadas de diámetro, y su finalidad es suministrar combustible a la Planta de Fraccionamiento de Pluspetrol. Asimismo, suministra gas natural seco a las empresas de la corporación Minsur y a la empresa Aceros Arequipa S.A.

Todos los ductos de recolección e inyección (*flowlines*) se ubican en el distrito de Megantoni, provincia de La Convención, departamento de Cusco.

Ilustración 2-3: Sistema de Recolección e Inyección (flowlines) de Pluspetrol



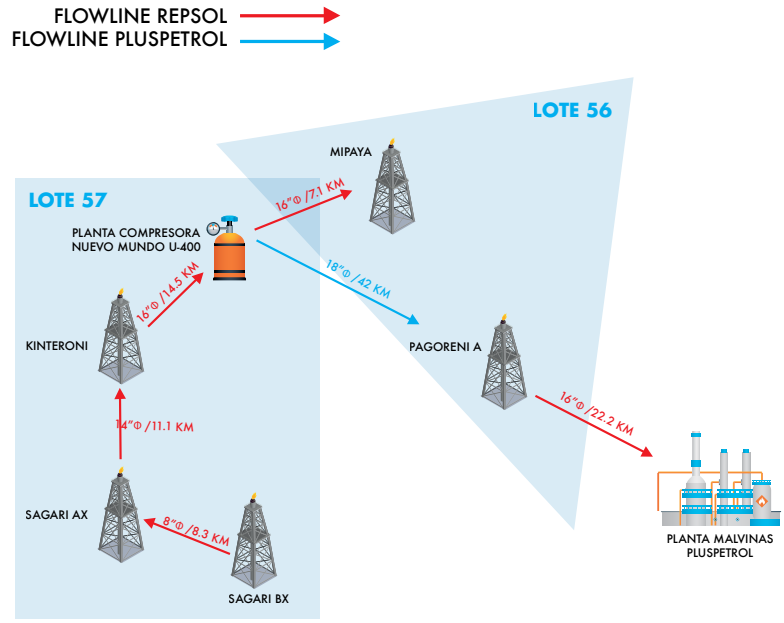
Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

d) Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú

Los sistemas de recolección e inyección (*flowlines*) de Repsol Exploración Perú Sucursal del Perú (Repsol) permiten el correcto flujo de transporte desde los pozos de Producción de los lotes 56 y 57 hacia la Planta de Separación de Malvinas. Repsol tiene dos unidades supervisadas (ver **ilustración 2-4**):

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 57, Kinteroni-Nuevo Mundo y Pagoreni A-Malvinas (*flowlines* Kinteroni-Nuevo Mundo y Pagoreni A-Malvinas).** Comprende dos ductos: uno de 14.5 km de 16" que va desde Kiteroni hasta Nuevo Mundo y otro de 22.2 km de 16" que va desde Pagoreni A hasta la Planta de Separación de Malvinas.

Ilustración 2-4
Sistema de recolección (flowlines), Repsol



Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

Supervisión de fuga de gas en la planta de la unidad 400 de Repsol. Foto: DSGN-Osinergmin

Vista de supervisión a la planta de gas natural de Pariñas-ENEL. Foto: DSGN-Osinergmin.

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 57-Sagari BX-Sagari AX-Kinteroni (*flowlines* Sagari BX-Sagari AX-Kinteroni).** Los *flowlines* Sagari tienen como finalidad el transporte de gas natural desde los yacimientos del Lote 57 hasta la locación Kinteroni, donde se mezcla con la producción actual del clúster Kinteroni. Comprende dos ductos: uno de 8.3 km y 8" que va desde Sagari BX hasta Sagari AX y otro de 11.1 km de 14" que va desde Sagari AX hasta Kinteroni.

e) Aguaytía Energy del Perú S.R.L.

El STD de la empresa Aguaytía Energy del Perú S.R.L. (Aguaytía) permite el traslado del gas natural del Lote 31C hacia la Planta de Separación de Gas de Curimaná mediante el Sistema de Recolección e Inyección, donde se separa el gas natural seco y líquidos de gas natural.

Posteriormente, el gas natural seco se transporta hacia dos destinos: la Central Térmica de Aguaytía y la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha; pertenecientes al grupo Aguaytía, para ser utilizado como combustible. Por otro lado, los LGN se transportan hacia la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha, donde se transforman en productos de utilidad comercial (GLP y gasolina). La operación inició en 1998. El STD de la empresa Aguaytía tiene las siguientes unidades supervisadas (ver **ilustración 2-5**):

- **Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural de Aguaytía.** Constituido por un gasoducto de 39.32 km aproximadamente y 12" que parte desde la Planta de Separación de Gas de Curimaná hasta la Estación Neshuya, ubicada a la altura del km 60 de la carretera Federico Basadre. Desde esta estación, el gasoducto se bifurca, dirigiéndose un tramo de 85.48 km y 10" hacia el Oeste a la Central Térmica de Aguaytía, y el otro tramo de 49.5 km y 6" va hacia la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha. Atraviesa los distritos de Curimaná, Irazola y Padre Abad en la provincia de Padre Abad.

- **Sistema de Transporte por Ductos de Líquidos de Gas Natural de Aguaytía.** Constituido por un poliducto de 39.32 km aproximadamente y 4" que parte desde la Planta de Separación de Gas de Curimaná hasta la Estación Neshuya, ubicada a la altura del km 60 de la carretera Federico Basadre. Luego, el poliducto de 49.5 km aproximadamente y 4" de diámetro se dirige hacia la Planta de Fraccionamiento de Yarinacocha. Atraviesa los distritos de Curimaná e Irazola en la provincia de Padre Abad y los distritos de Campoverde y Yarinacocha en la provincia de Coronel Portillo en el departamento de Ucayali.

- **Sistema de Recolección e Inyección del Lote 31C (*flowlines* Aguaytía).** Incluye el transporte de gas natural desde los yaci-

Visita de supervisión de ductos a la Planta de Pariñas-ENEL. Foto: DSGN-Osinergmin.

Supervisión en el City Gate de Lurín, Lima. Foto: GCRI-Osinergmin.

mientos hasta la Planta de Separación de Gas de Curimaná, para su separación en gas natural seco y líquidos de gas natural.

Los *flowlines* Aguaytía se encuentran ubicados en el distrito de Curimaná, provincia de Padre Abad, departamento de Ucayali.

f) ENEL Generación Piura S.A.

ENEL Generación Piura S.A (ENEL), cuya actividad principal es la generación y distribución de energía eléctrica, opera ductos para el transporte de gas natural en los siguientes tramos (ver **ilustración 2-6**):

- Planta de Gas de Pariñas-Central Térmica de Malacas. Sin embargo, en el segundo semestre la recuperación se viene dando de forma gradual debido al reinicio de la construcción de grandes proyectos mineros y obras de infraestructura.

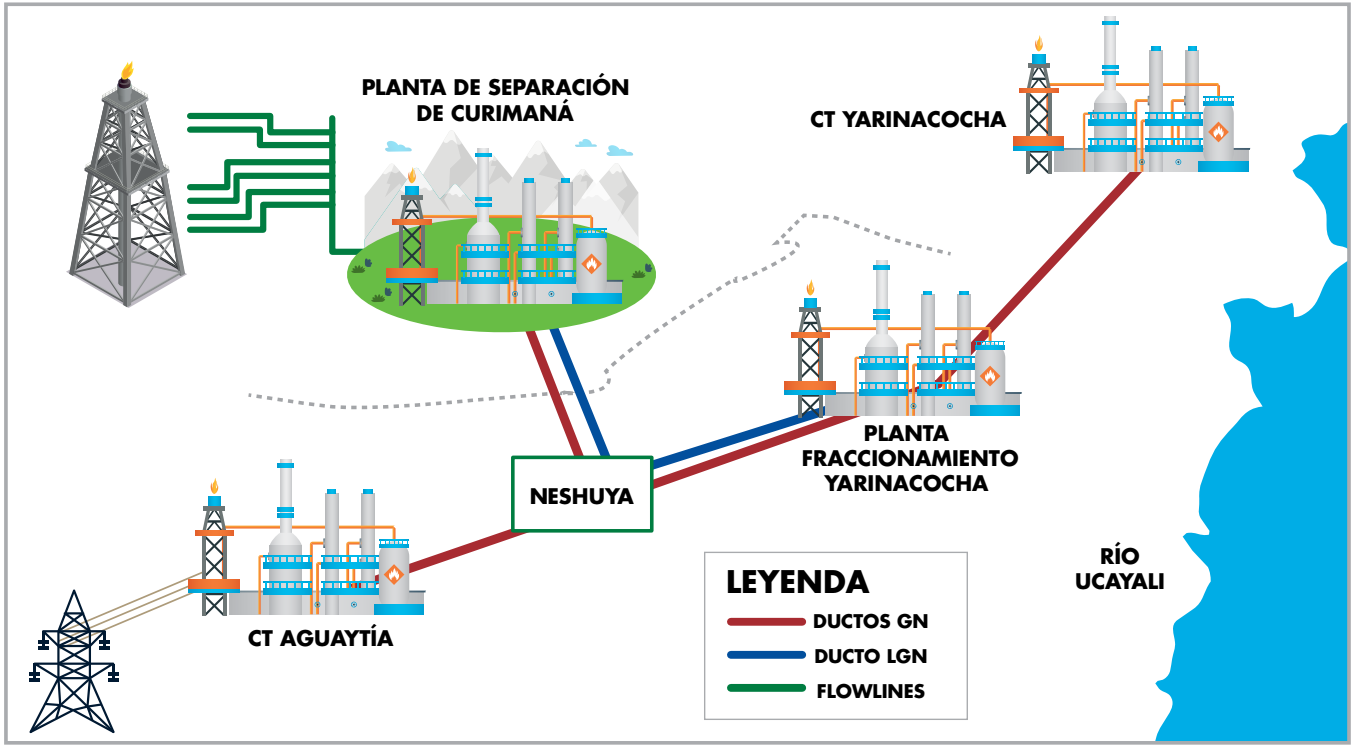
- Planta de Gas de Pariñas-Central Térmica de Malacas

- Planta de Gas de Pariñas-Refinería de Talara

El gas asociado es entregado a ENEL en el punto de fiscalización de la Planta de Gas de

ENEL Generación Piura S.A., cuya actividad principal es la generación y distribución de energía eléctrica, opera ductos para el transporte de gas natural en los tramos Planta de Gas de Pariñas-Central Térmica de Malacas y Planta de Gas de Pariñas-Refinería de Talara.

Ilustración 2-5:
Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN (Aguaytía)



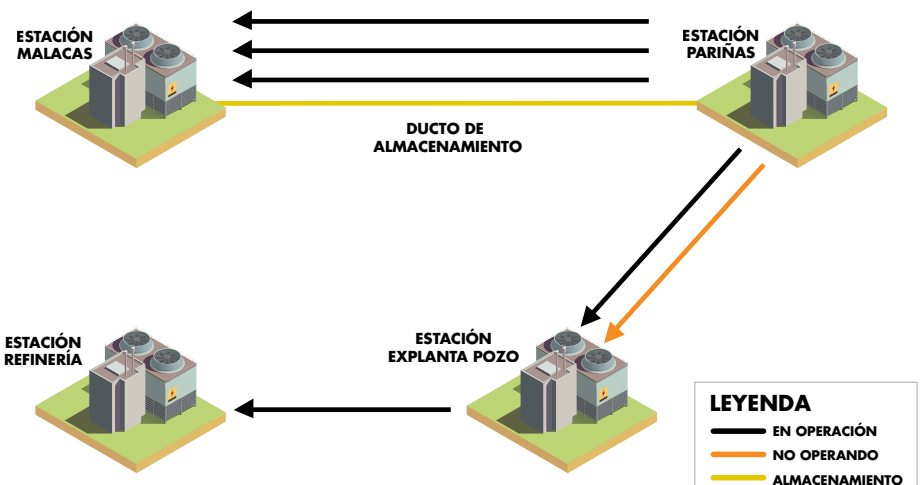
Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

Supervisión del City Gate de Lurín, Lima. Foto: GCRI-Osinergmin.

Vista de supervisión a la planta de Gas en Pariñas de ENEL. Foto: DSGN-Osinergmin.

Pariñas, donde se realiza la separación de gas natural seco y líquidos de gas natural. Una parte del gas natural seco es transportado desde la Planta de Gas de Pariñas hacia la Central Térmica de Malacas mediante tres ductos paralelos de 8" de diámetro y 5.5 km de longitud. Dos ductos han sido construidos en 2008 y el tercero en 2015. Otra parte se transporta desde la Planta de Gas de Pariñas hacia la Refinería de Talara mediante un ducto de 8" de diámetro y 16 km de longitud. Este ducto fue construido en 2010 y se realizó una ampliación en 2015. Los ductos de ENEL se encuentran ubicados en el distrito de Pariñas, provincia de Talara, departamento de Piura.

Ilustración 2-6:
Flowlines y sistema de transporte por ductos de GN y LGN (Aguaytía)



Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

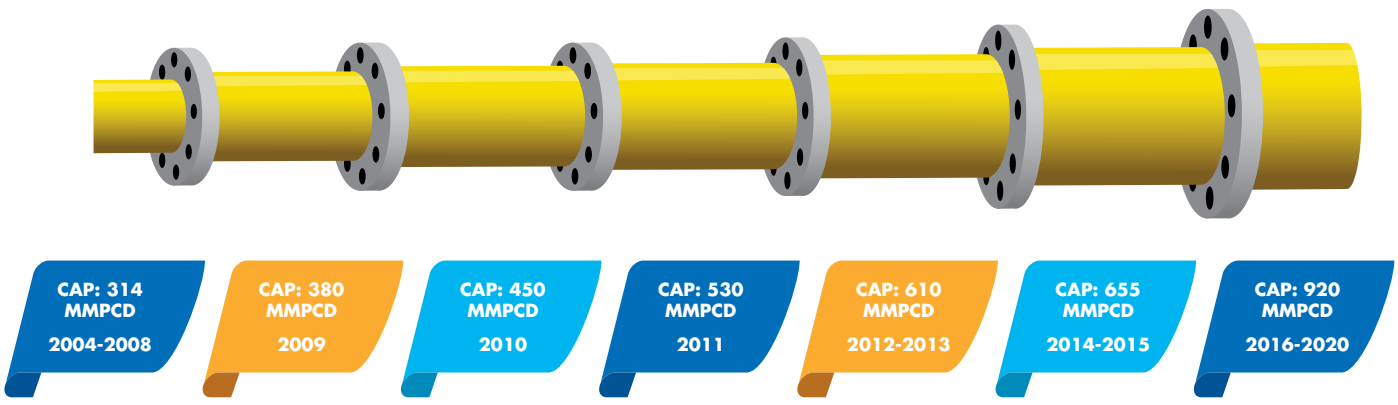
2.4.2. Evolución de la capacidad de transporte del gas natural

El STD de Camisea a la costa ha tenido un crecimiento sostenido conforme a las necesidades de la demanda de gas natural para el mercado interno. En la **ilustración 2-7** se muestra la evolución de la capacidad de transporte de TGP desde su inicio de operación en 2004 hasta la actualidad.

La infraestructura de transporte de gas natural de TGP no ha tenido cambios desde 2016, cuando entró en funcionamiento la Planta de Compresora de Kámani (KP-127), el *Loop* Costa II y la derivación principal a Ayacucho. Actualmente, el gasoducto de TGP tiene una capacidad de 920 MMPCD. En la **ilustración 2-8** se muestra la evolución de la capacidad del sistema de transporte de líquidos de gas natural de TGP.

Supervisión de la construcción del ducto de transporte de gas de TGP. Foto: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 2-7:
Capacidad de transporte de gas natural



Fuente y elaboración: DSGN, Osinergmin (2020c).

La **tabla 2-1** resume el incremento de la capacidad total del sistema de transporte de gas natural que tiene el país (incluye TGP y Peru LNG).

Tabla 2-1:
Evolución del incremento de capacidad del STD (acumulado)

Año	Capacidad de TGP (MMPCD)	Capacidad de PERU LNG (MMPCD)	TOTAL
2004	205		205
2007	314		314
2009	450		450
2010	450	620	1070
2011	530	620	1150
2012	610	620	1230
2014	655	620	1275
2016	920	620	1540

Fuente y elaboración: UTDGN-Osinergmin.

2.4.3. Ofertas públicas de capacidad de transporte de gas natural u Open Season

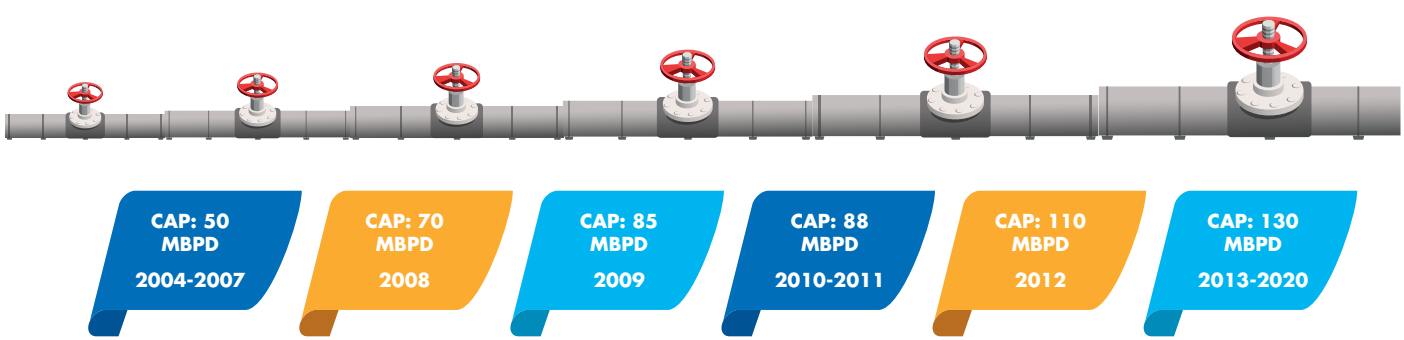
El transporte de gas natural por ductos es un mercado que tiene características de monopolio natural, por lo que la regulación, mediante la intervención normativa del Estado, está orientada a simular competencia a fin de proteger a los consumidores del abuso de poder de mercado que podría haber por parte del monopolista.

Así, mediante Decreto de Supremo N° 016-2004-EM, el Minem aprobó las Condiciones Generales para la Asignación de Capacidad de Transporte de Gas Natural por Ductos. Estas establecen las reglas de regulación de acceso para que el transportista, en su calidad de monopolio natural, no pueda discriminar y excluir indebidamente a determinados usuarios que requieran contratar capacidad disponible de transporte de gas natural.

La referida norma dispone que la oferta pública es un acto público realizado por el concesionario de transporte, el cual regula el acceso de solicitantes a la capacidad disponible del sistema de transporte, correspondiéndole al concesionario adjudicar la misma tras realizar una evaluación de las solicitudes de los interesados.

Asimismo, señala que el concesionario está obligado a permitir el acceso no discriminatorio de solicitantes a la capacidad disponible de su sistema de transporte, siempre que la solicitud sea técnica y económicamente viable y que el solicitante califique para contratar el servicio. Para estos efectos se realiza la evaluación de solicitudes conforme a las

Ilustración 2-8:
Capacidad de transporte de LGN



Fuente y elaboración: DSGN, Osinergmin (2020c).

disposiciones contenidas en el pliego de bases y en las condiciones generales.

Las etapas del desarrollo de una oferta pública son:

a) Comunicación a Osinergmin

b) Publicación de la convocatoria

c) Presentación de solicitudes y del acto de apertura de solicitudes

d) Evaluación de la solicitud presentada

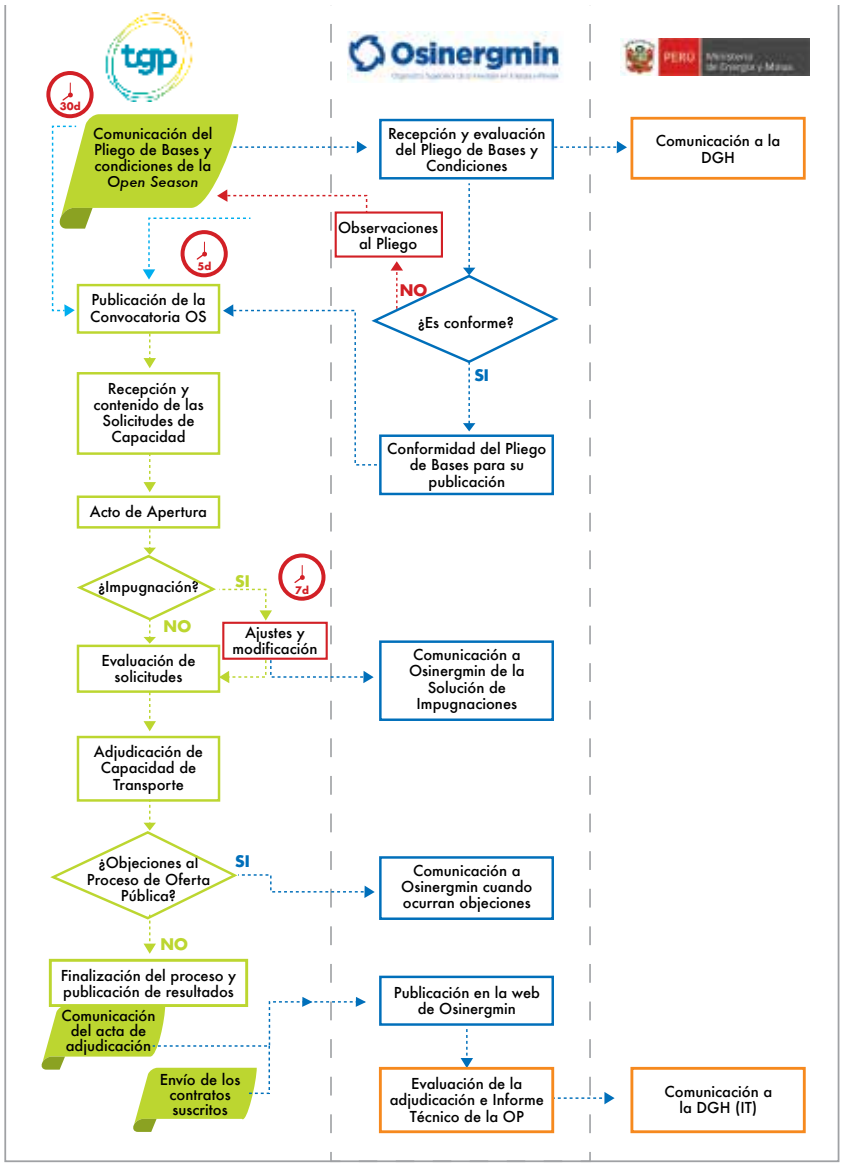
e) Adjudicación de capacidad de transporte

f) Procedimiento de objeciones

g) Finalización del proceso de oferta y publicación de resultados

El procedimiento de oferta pública es conducido y ejecutado por el concesionario, el mismo que adjudica la capacidad de transporte a los solicitantes tras realizar una evaluación de sus solicitudes. En dicha evaluación no interviene ninguna entidad estatal. La participación de Osinergmin durante el desarrollo del procedimiento mencionado consiste en verificar los requisitos formales del mismo, pero no establece controles o metodologías sobre cómo el concesionario debe evaluar o adjudicar las capacidades de transporte de gas natural. La **ilustración 2-9** muestra el flujo del proceso de oferta pública y la responsabilidad de los actores principales.

Ilustración 2-9:
Proceso de oferta pública



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

El procedimiento de oferta pública es conducido y ejecutado por el concesionario, el mismo que adjudica la capacidad de transporte a los solicitantes tras realizar una evaluación de sus solicitudes. En dicha evaluación no interviene ninguna entidad estatal.

El resultado de la última oferta pública (vigésima segunda edición), sumado a las próximas capacidades disponibles por reducción de las capacidades contratadas y culminación de contratos, es 849.56 MMPCD contratados a firme y 70.44 disponibles a ofertar.

2.4.4. Transporte terrestre de gas natural comprimido

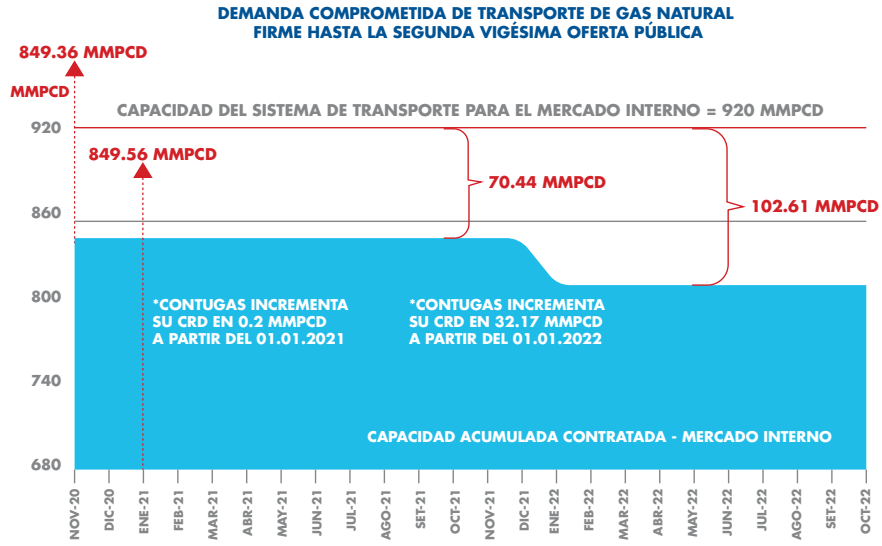
El Sistema de Distribución por Red de Ductos permite que las empresas o usuarios cercanos a sus redes accedan al uso del gas natural obteniendo los beneficios de su consumo. Sin embargo, estos no alcanzan a los usuarios que se encuentran en zonas alejadas de las redes o que residen en áreas con poca demanda debido a los altos costos para extender las redes de gas natural.

En estos casos, se utilizan medios de transporte como alternativa para promover el uso del gas natural. Esta modalidad de transporte vincula la oferta y la demanda en menor tiempo ya que no requiere la construcción de un ducto físico. Además es flexible, ya que permite modificar los puntos de partida y llegada. Asimismo, es más fácil de adaptar a los cambios en la demanda (Osinergmin, 2018b). Los medios de transporte son un sistema que permite el transporte terrestre, marítimo y fluvial de gas natural comprimido (GNC) y/o GNL a lugares donde no existen redes de ductos convencionales.

Supervisión del tendido de la construcción de los ductos de TGP.
Foto: DSGN-Osinergmin.

El Sistema de Distribución por Red de Ductos permite que las empresas o usuarios cercanos a sus redes accedan al uso del gas natural obteniendo los beneficios de su consumo. Sin embargo, estos beneficios no alcanzan a los usuarios que se encuentran en zonas alejadas de las redes o que residen en áreas con poca demanda debido a los altos costos para extender las redes de gas natural. En estos casos, se utilizan medios de transporte como alternativa para promover el uso del gas natural.

Ilustración 2-10:
Proceso de oferta pública



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

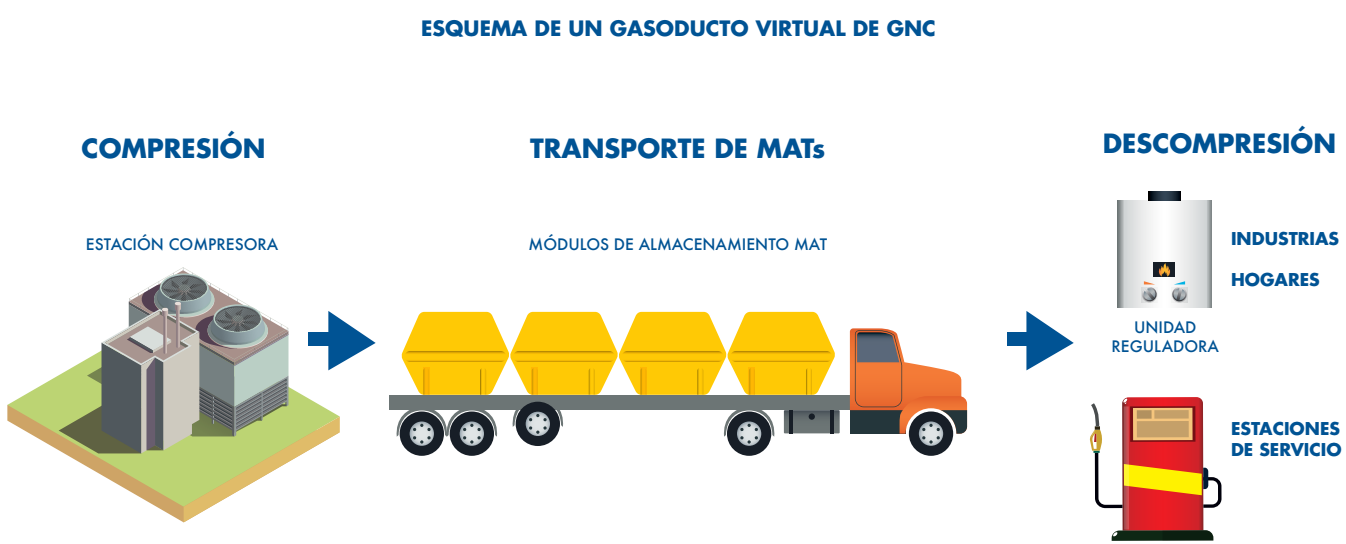
El GNC es gas natural almacenado a altas presiones, generalmente entre 200 y 250 bar, según la normativa de cada país. El proceso inicia con la compresión del gas natural para almacenarlo en recipientes especiales que serán o se encuentran montados encima de una unidad vehicular. Luego, se realiza el transporte vial de recipientes hasta llegar al punto de destino.

Los "gasoductos virtuales" son desarrollados por la compañía Galileo de Argentina, nombre al que sus autores refieren debido a que argumentan que, a pesar de que no se invierte en un costoso gasoducto, finalmente el usuario recibe el suministro de gas natural como si tal gasoducto existiera. Esto se logra mediante botellas que almacenan el gas natural a presiones de 250 bares aproximadamente y en módulos de cerca de 36 cilindros con un peso cercano a 7 toneladas por módulo, conocidos como Módulo de Almacenamiento y Transporte (MAT). Los módulos se montan sobre plataformas, se descomprimen y se conectan a una red de abastecimiento doméstico o industrial (ver **ilustración 2-11**).

En el caso del GNL, el gas natural tratado se enfría hasta aproximadamente -161 °C, que es la temperatura a la cual el metano -su componente principal- se convierte a forma líquida. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como propano, etano/etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural. Así, el gas natural se enfría hasta el punto de convertirse en líquido. Una vez que el gas ha sido licuado se somete a un proceso extracción de trabajo para poder almacenarlo a presión atmosférica. El GNL producido se guarda en tanques especiales para ser luego transportado en medios especiales (Talavera, 2012).

Su proceso de comercialización comprende tres etapas: i) licuefacción; ii) el sistema de transporte vía camiones con tanques especiales y aislados a fin de minimizar la transferencia de calor del ambiente y iii) el proceso de almacenamiento y regasificación mediante el cual se convierte el GNL en gas natural (el GNL regasifica 600 veces su volumen a condiciones estándar). Ver **ilustración 2-12**.

Ilustración 2-11:
Esquema de un gasoducto virtual de GNC

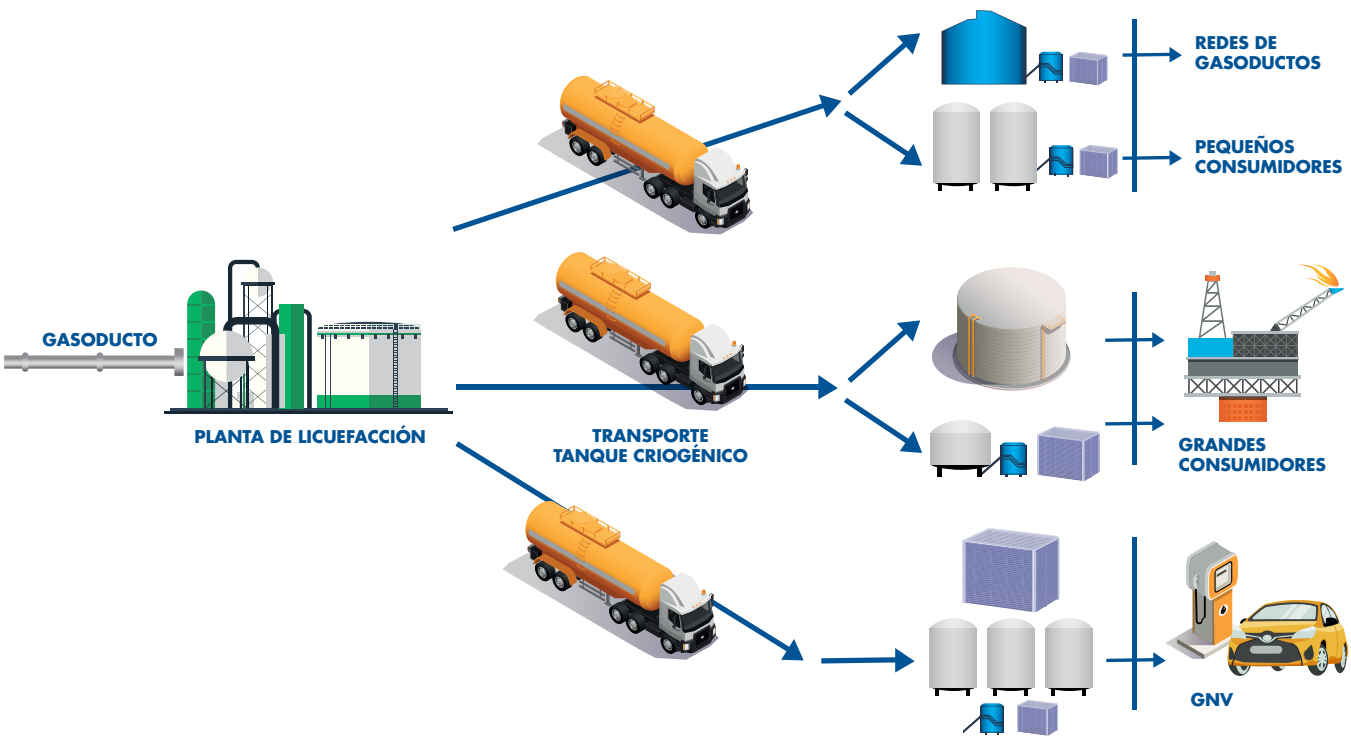


Fuente y elaboración: Osinergmin (2018a).

Supervisión de las instalaciones de gas de TGP. Foto: DSGN-Osinergmin.

La diferencia entre ambas modalidades de transporte es la infraestructura requerida. En el caso del GNC se necesita una estación de compresión y descompresión, mientras que en el GNL se requiere estaciones de licuefacción y regasificación. El **cuadro 2-3** muestra las estaciones de compresión de gas natural existentes en el Perú.

Ilustración 2-12:
Esquema de la comercialización de GNL



Fuente y elaboración: Osinergmin (2018a).

Asimismo, existen estaciones de carga de GNC o establecimientos que comercializan GNC, pero desde un local aledaño a una estación de venta al público de GNV. El **cuadro 2-4** muestra las estaciones de carga de GNC que hay en el Perú.

En el caso del GNL, en 2017 comenzó la operación comercial de los proyectos de distribución de gas natural de las concesiones norte (Quavii) y suroeste (Naturgy) abastecidas por gasoductos virtuales de GNL. La infraestructura de ambos proyectos comprende:

- Transporte terrestre de GNL desde el Punto de Suministro (estación de carga Peru LNG) mediante cisternas hasta las estaciones de distrito.

- Estaciones de distrito que incluyen un sistema de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL, y las estaciones de regulación, medición y odorización. Estas estaciones de distrito se ubican en cada ciudad por abastecer.

- Sistema de distribución de gas natural por red de ductos para suministrar a los usuarios finales.

Visita de supervisión de ductos a la planta de Gas Pariñas de ENEL. Foto: DSGN-Osinergmin.

Cuadro 2-3:
Estaciones de compresión de gas natural en el Perú

N°	RAZÓN SOCIAL	DIRECCIÓN	DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
1	LIMA GAS NATURAL PERÚ S.A.	Calle 3, Mz C, Lote 4, Urb. Las Praderas de Lurín	Lurín	Lima	Lima
2	CLEAN ENERGY DEL PERÚ S.R.L.	Comunidad campesina San Lucas (Km. 44 Sector La Arboleda)	Colán	Paita	Piura
3	CLEAN ENERGY DEL PERÚ S.R.L.	Predio al costado de la laguna de oxidación	Paita	Paita	Piura
4	NOEGAS PERÚ S.A.	Lote Santa Lucía carretera Panamericana Sur Km 455.3, Sector Pampa El Inca	Lurín	Lima	Lima
5	GAS COMPRIMIDO DEL PERÚ S.A.	Km 1112.3 carretra Panamericana Norte campamento 321	El Alto	Talara	Piura
6	GAS COMPRIMIDO DEL PERÚ S.A.	Carretera Panamericana Norte Km 1102	San Isidro	Lima	Lima
7	ZETA GAS ANDINO S.A.	Av. Las Torres Mz. F sub Lote 6A, Localización La Capitana	Lurigancho Chosica	Lima	Lima

Fuente y elaboración: Registro de Osinergmin al 30 de setiembre de 2020.

Cuadro 2-4:
Estaciones de carga de GNC en el Perú

N°	RAZÓN SOCIAL	DIRECCIÓN	DISTRITO	PROVINCIA	DEPARTAMENTO
1	Administradora de Servicio y Asociados S.A.C.	Av. Bausate y Mesa N° 1050	La Victoria	Lima	Lima
2	Clean Energy del Perú S.R.L.	Av. Universitaria Sur N° 415	Lima	Lima	Lima
3	Energigas Argentina S.A.C.	Av. Argentina N° 1830-1858	Lima	Lima	Lima
4	Operadora Cantolao S.A.C.	Av. Elmer Faucett N° 600, esquina con Av. Néstor Gambetta	Callao	Callao	Callao
5	Empresa de transportes y servicios Virgen de la Puerta S.A.	Av. Elmer Faucett N° 417, esquina con calle Jazpamapa	Callao	Callao	Callao
6	Representación e importaciones MIJ S.R.L.	Autopista Ramiro Prialé Km. 82 Urb. Dignidad Nacional Unidad Catastral 12276	San Juan de Lurigancho	Lima	Lima
7	Grifos Espinoza S.A.	Lima N° 2205	Pachacamac	Lima	Lima
8	Gasocentro & Autoservicios Real S.A.C.	Av. Próceres de Independencia N° 2555	San Juan de Lurigancho	Lima	Lima
9	Energigas S.A.C.	Carretera Panamericana sur Km. 201	Chincha Baja	Chincha	Chincha
10	Estación de servicio Villa S.A.C.	Av. María Reiche s/n, sector II, ampliación cuarta etapa, Programa Habitacional Pachacamac	Villa El Salvador	Lima	Lima
11	Estación de servico Herco S.A.C.	Av. Néstor Gambeta s/n, sub Lote 1 y sub Lote 1A exfundo Márquez	Ventanilla	Callao	Callao
12	Estación de combustibles Huaraz S.A.C.	Av. Fernando León de Vivero, esquina con pasaje los Ángeles (sub Lote 4A)	Ica	Ica	Ica
13	Envasadora Andadina de Gas Company S.A.	Av. Pachacutec Mz B lote 1 y 18 Parque Industrial del Cono sur	Villa El Salvador	Lima	Lima
14	Energygas S.A.C.	Predio Rural San Pedro, Lote Único	Lurín	Lima	Lima
15	Servicentro Agiki S.A.	Av. Elmer Faucett N° 5482	Callao	Callao	Callao
16	PlusGas S.A.	Av. Alfredo Mendiola N° 1395	San Martín de Porres	Lima	Lima
17	Estación de Servicio H&A S.A.C.	Av. Universitaria cuadra 51 Mz A lote 06	Los Olivos	Lima	Lima
18	Inversiones Picorp S.A.C.	Av. Los Cisnes sub Lote 2, Parcela Paraíso, esquina con Av. Ramiro Prialé	San Juan de Lurigancho	Lima	Lima
19	Aj Group Invergas S.A.C.	Av. Santiago de Chuco N° 501 Cooperativa Universal	Santa Anita	Lima	Lima
20	Grifos Espinoza S.A.	Panamericana Sur Km 300 sub Lote B	Subtanjalla	Ica	Ica

Fuente y elaboración: Registro de Osinergmin al 30 de setiembre de 2020.

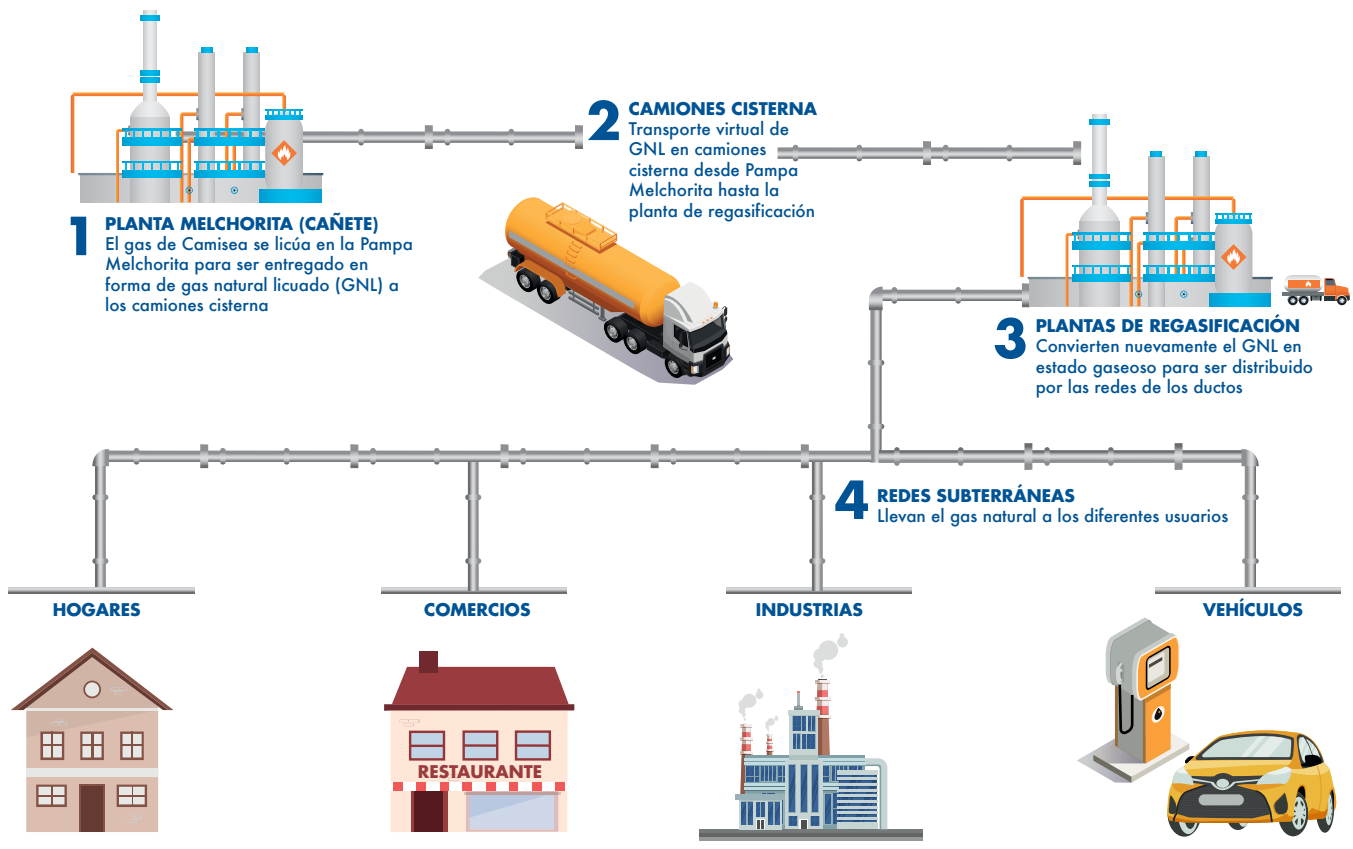
En la **ilustración 2-13** se muestra el esquema de distribución descrito para las concesiones de Quavii y Naturgy.

En Perú hay 45 medios de transporte de GNL y cinco unidades móviles de GNL, estas últimas con la capacidad de adquirir producto y comercializarlo directamente con agentes autorizados.

2.5. CARACTERÍSTICAS DE LAS CONCESIONES DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

En el Perú, las concesiones de distribución de gas natural se otorgan bajo dos modalidades: (i) licitación o concurso público y (ii) solicitud de parte[2]. En la actualidad hay seis concesiones de distribución de gas natural, cuatro otorgadas bajo la primera modalidad y dos otorgadas a solicitud de parte. Todas se encuentran distribuidas en 11 departamentos, tres concesiones en el norte, dos en el sur y una en el centro (Lima), ver **mapa 2-2**.

Ilustración 2-13:
Sistema de distribución de gas natural para las concesiones de Quavii y Naturgy



Fuente y elaboración: Osinergmin (2018c).

Mapa 2-2:
Áreas de influencia de las concesiones de distribución de gas natural

En el Perú, las concesiones de distribución de gas natural se otorgan bajo dos modalidades: licitación o concurso público y solicitud de parte. En la actualidad hay seis concesiones de distribución de gas natural, cuatro otorgadas bajo la primera modalidad y dos otorgadas a solicitud de parte.

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin (2020c).

Cuadro 2-5: Principales datos de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao

Tema	Detalle
Concesionario	Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda)
Factor de Competencia	Menor Costo de Servicio Total[6]
Tipo de concesión	Autofinanciada
Fecha de la buena pro	20/10/2000
Fecha de firma del contrato o fecha de cierre	9/12/2000
Plazo de la concesión	33 años desde la fecha de cierre
Fecha POC	20/8/04
Adendas	El contrato tiene nueve adendas suscritas

Fuente: Contrato de Concesión de Cálidda. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-6: Adendas al Contrato de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao

Adenda	Detalle
Adenda N° 1	Autorizó y aprobó el Convenio de Cesión de Posición Contractual del Contrato de Concesión entre TGP, en calidad de cedente, y Gas Natural de Lima y Callao S.R.L., en calidad de cesionaria.
Adenda N° 2	Amplió la lista de bienes contenida en el anexo 1 de la Resolución Suprema N° 050-2001-EM.
Adenda N° 3	Permitió considerar a Suez-Tractebel S.A. como operador estratégico precalificado de distribución en sustitución de Tractebel S.A.
Adenda N° 4	Implementó medidas que garantizan el pago oportuno de la Garantía por Red Principal (GRP) al concesionario.
Adenda N° 5	Dejó sin efecto el anexo N° 15 del contrato de concesión de Cálidda, a fin de poner en vigencia la Resolución del Consejo Directivo de Osinergmin N° 097-2004-OS/CD que aprobó las Tarifas de Distribución en Baja Presión (otras redes).
Adenda N° 6	Corrigió algunas referencias numéricas erróneas que se generaron con la aprobación de la Adenda N° 4.
Adenda N° 7	Dispuso considerar a AEI Perú Holdings Ltda. como nuevo operador estratégico precalificado de distribución en sustitución de Suez-Tractebel S.A. Aclaró el procedimiento a seguir para la solución de controversias de tipo no-técnicas en relación al plazo para la emisión del laudo arbitral.
Adenda N° 8	Incorporó un nuevo régimen tarifario aplicable a la prestación del servicio de distribución dentro del área de concesión que permita el incremento de la capacidad por encima de la capacidad mínima que unifique la red principal de distribución con las otras redes, dando paso a un solo sistema integrado de distribución, así como la aplicación de una sola tarifa. Asimismo, incorporó los nuevos compromisos asumidos por Cálidda relacionados con atender a clientes efectivos.
Adenda N° 9	Aclaró la Adenda N° 8 precisando la aplicación de la Tarifa Única de Distribución para todos los consumidores de gas natural.

Fuente: adendas suscritas al Contrato de Concesión. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.5.1. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao

El 20 de octubre de 2000 se adjudicó la buena pro del contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao a la empresa Transportadora de Gas del Perú, la cual posteriormente cedió la posición contractual a la empresa Gas Natural de Lima y Callao S.A. (cuya denominación comercial es Cálidda). Al 31 de diciembre de 2019, los accionistas de Cálidda son EEB Perú Holding LTD y Promigas S.A. ESP 40%.

La concesión es autofinanciada y se otorgó por 33 años contados desde la fecha de cierre. El factor de competencia fue el menor costo del servicio, donde Cálidda ganó la licitación al ofertar US$ 91 287 000. Este monto incluye los costos de inversión, operación y mantenimiento involucrados para la prestación del servicio de distribución empleando la Red de Alta Presión[4] y las redes construidas hasta los consumidores iniciales[5]. El **cuadro 2-5** resume las principales características del contrato.

El objeto de la concesión es: i) diseñar, suministrar bienes y servicios, construir y operar el sistema de distribución de gas natural, incluyendo el mantenimiento y reparación y ii) la prestación del servicio de distribución de gas natural. A la fecha, el Contrato de Concesión de Cálidda tiene nueve adendas[7], las cuales se detallan brevemente en el **cuadro 2-6**.

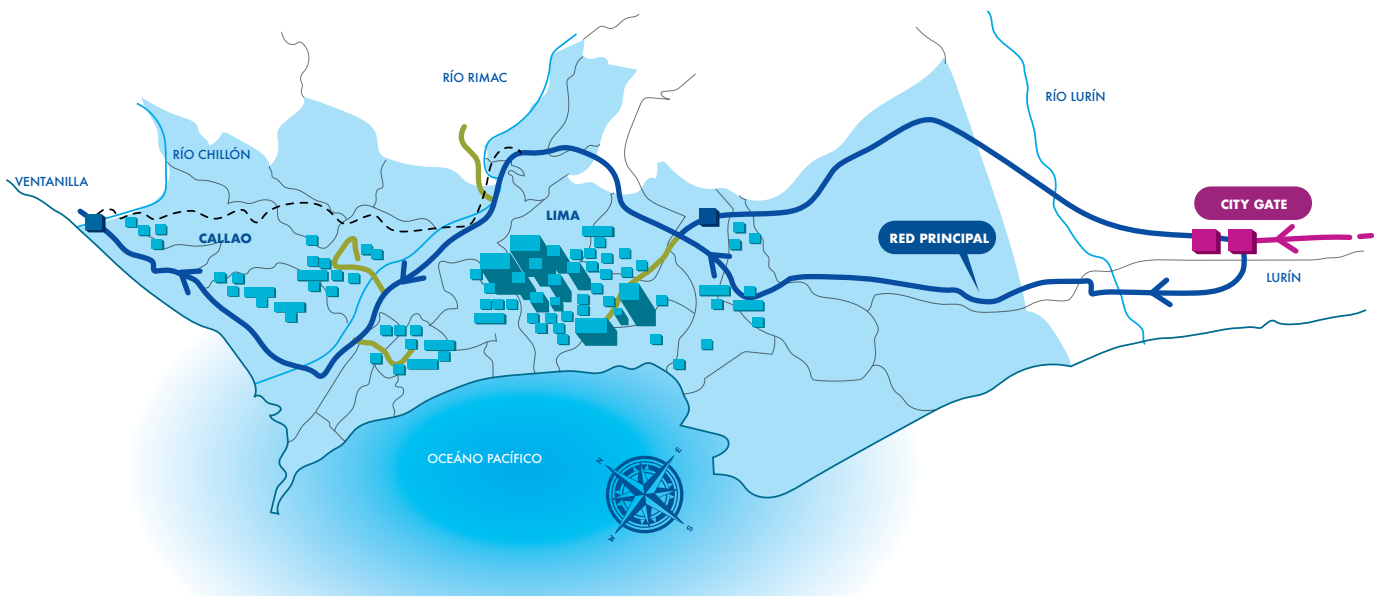
Características del Sistema de Distribución de Cálidda

El Sistema de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao está compuesto por un City Gate, redes de alta presión, estaciones de regulación de presión, redes de media presión y redes de baja presión. Las redes de alta y media presión se construyen con ductos de acero de diferentes diámetros y espesores, mientras que las redes de baja presión se implementan con ductos de polietileno de alta y media densidad. En total, este sistema cuenta con una capacidad de distribución de 420 millones de pies cúbicos diarios (MMPCD).

La red principal consiste en una tubería de acero de 62 km de longitud y 20 pulgadas de diámetro, la cual parte del City Gate ubicado en Lurín y culmina en la Central Térmica de Ventanilla atravesando 14 distritos. También, incluye otro ducto de 42 km (36 km de 30 pulgadas y 6 km de 20 pulgadas de diámetro) que atraviesa los distritos de Lurín, Pachacamac, La Molina y Surco dando mayor confiabilidad al sistema de distribución. Ver **mapa 2-3**.

La expansión de la red se realiza mediante Planes Quinquenales de Inversiones[8], los cuales incluyen el inventario de las instalaciones proyectadas a ejecutar por la concesionaria en un periodo determinado. De acuerdo con el Plan Quinquenal de Inversiones 2018-2022, aprobado mediante Resolución N° 055-2018-OS/CD[9] y actualizado mediante Resolución N° 129-2019-OS/CD, Cálidda tiene el compromiso de realizar inversiones por US$ 472.67 millones para dicho periodo. El detalle de estas inversiones se presenta en la **tabla 2-2**.

Mapa 2-3:
Mapa de la Concesión de Distribución de Gas Natural en Lima y Callao



Fuente y elaboración: Cálidda (2019).

A diciembre de 2019, la longitud del sistema de distribución de Cálidda alcanza los 11 149 km de tubería subterránea en Lima y Callao, de los cuales 10 537 km son redes de polietileno y 612 km son redes de acero. Durante 2019, la empresa construyó un total de 1550 km, de los cuales 1517 km fueron redes de baja presión de polietileno y 32 km redes de alta presión en acero (ver **gráfico 2-6**).

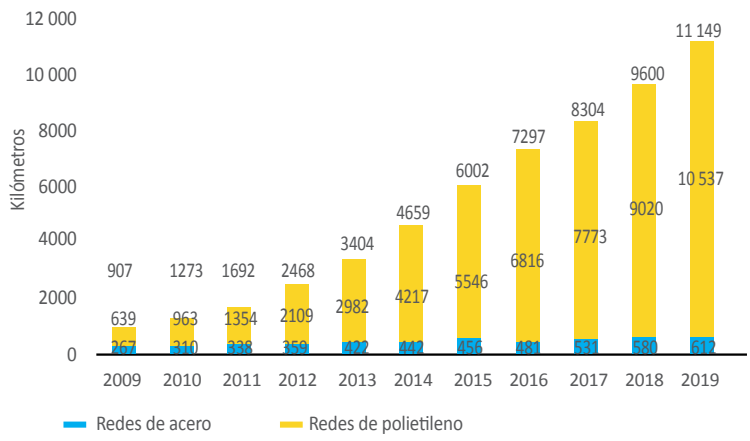
La expansión de las redes ha permitido que Cálidda amplíe la oferta del servicio de distribución de gas natural en Lima y Callao. A diciembre de 2019, Cálidda tenía 950 110 clientes. En el **capítulo 3** se desarrolla en detalle la evolución del número de clientes de Cálidda.

Tabla 2-2:
Detalle del Plan Quinquenal de Inversiones actualizado de Cálidda, para el periodo 2018-2022 (soles)

	2018	2019	2020	2021	2022	Total
Inversiones	112 836 588	108 270 940	127 037 231	120 084 527	4 447 637	472 676 923

Fuente: Resolución N° 129-2019-OS/CD. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-6:
Longitud de las redes de distribución de gas natural en Lima y Callao



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Revisión de pruebas de fugas de gas natural en instalaciones de Repsol. Foto: DSGN-Osinergmin.

2.5.2. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica

El 25 de abril de 2008 se adjudicó la buena pro del contrato BOOT de Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica a la empresa Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C., hoy Contugas S.A.C. Al 31 de diciembre de 2019, Contugas forma parte del Grupo de Energía de Bogotá S.A. (GEB), que es el accionista mayoritario de la empresa, con 68.6% de las acciones; el otro accionista es Transportadora de Gas internacional, que también forma parte del GEB con 31.4%.

Esta concesión es autofinanciada y tiene un plazo de 30 años contados desde la fecha de cierre. Su objetivo es diseñar, suministrar bienes y servicios, construir y operar el

sistema de distribución de gas natural, incluyendo el mantenimiento y reparación, y la prestación del servicio. La concesión comprende las ciudades de Chincha, Pisco, Ica, Nazca y Marcona en el departamento de Ica.

El factor de competencia estuvo conformado por el mayor valor presente del número de consumidores conectados[12] ofertados y un factor denominado componente nacional (Factor CN), que representaba la fracción de la inversión efectuada en la concesión hasta su Puesta en Operación Comercial (POC)[13]. Se asignaba un puntaje de 100 puntos al postor que obtuviera el mayor valor presente de consumidores conectados totales y al resto un puntaje directamente proporcional. Este valor se multiplicaba por el Factor CN y se adjudicaba el proyecto al postor que obtuviera el mayor puntaje final.

Contugas forma parte del Grupo de Energía Bogotá S.A.C.-GEB, accionista mayoritario de la empresa con 68.6%; el otro accionista es Transportadora de Gas Internacional con una participación del 31.4%.

Cuadro 2-7: Principales datos de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica

Tema	Detalle
Concesionario	Transportadora de Gas Internacional del Perú S.A.C. (hoy Contugas S.A.C.)
Factor de competencia	Mayor número de consumidores conectados ofertados y un factor denominado componente nacional[10]
Tipo de concesión	Autofinanciada
Fecha de la buena pro	25/4/08
Fecha de firma del contrato	7/3/09
Plazo de la concesión	30 años desde la fecha de cierre
Inversión estimada (hasta POC)	US$ 325 5 MM[11]
Fecha POC	20/4/14
Adendas	El contrato tiene cuatro adendas suscritas

Fuente: Contrato de Concesión de Contugas. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tabla 2-3: Plan Mínimo de Cobertura de Contugas

Localidades	Año 1 Abr-15	Año 2 Abr-16	Año 3 Abr-17	Año 4 Abr-18	Año 5 Abr-19	Año 6 Abr-20	Total
Pisco	6493	862	862	862	862	324	10 265
Ica	14 902	1979	1979	1979	1979	740	23 558
Nazca	1057	140	140	140	140	53	1670
Marcona	1596	212	212	212	212	80	2524
Chincha	7577	1007	1007	1007	1007	378	11 983
Total	31 625	4200	4200	4200	4200	1575	50 000

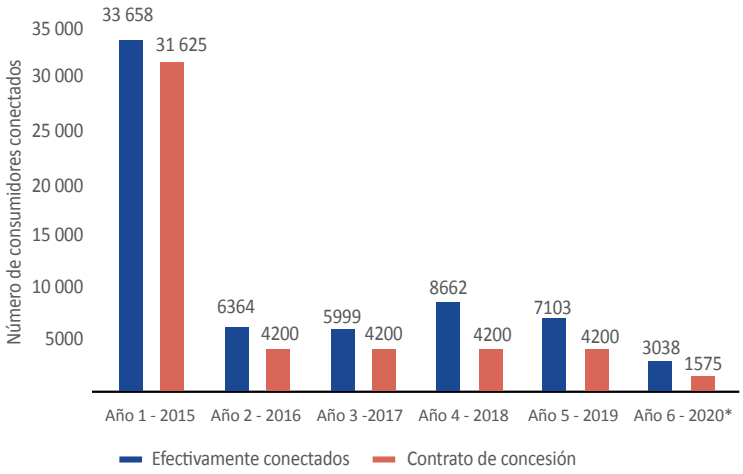
Fuente: Anexo 2 del Contrato de Concesión de Contugas. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

De acuerdo con el Contrato de Concesión, Contugas tiene el compromiso de conectar 50 000 consumidores de la categoría residencial durante los primeros seis años desde la POC, como se observa en la **tabla 2-3**.

El **gráfico 2-7** muestra el avance de los consumidores efectivamente conectados por Contugas desde el inicio de su POC (año 2015) versus lo establecido en su contrato BOOT. Al respecto, se observa que la concesionaria ha cumplido con lo establecido en su plan mínimo de cobertura.

A la fecha, el Contrato de Concesión de Contugas tiene cuatro adendas[14], las cuales se detallan en el **cuadro 2-8**.

Gráfico 2-7: Compromiso contractual versus los usuarios efectivamente conectados de Contugas, 2015 - 2020



Nota. *Avance al mes de octubre.

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin (2020).

Cuadro 2-8: Adendas al Contrato de Concesión de Contugas

Tema	Detalle
Adenda N° 1	Incluyó la primera cláusula adicional al contrato de concesión que suspende todos los plazos y obligaciones de Contugas hasta que este comunique al concedente, dentro del plazo de 12 meses contados a partir de la fecha de cierre, que las restricciones en el suministro y transporte de gas que hubiera no afectan el desarrollo de la concesión, conforme a lo previsto en su contrato. Caso contrario, vencido el referido plazo, el contrato quedaría automáticamente resuelto.
Adenda N° 2	Aprobó que la suspensión de plazos establecida en la cláusula 2.2 de la primera cláusula adicional al contrato de concesión se ampliaría hasta que Contugas comunique al concedente que ha suscrito el contrato de servicio de transporte en firme de gas por un volumen mínimo de 45 MMPCD. Además, si la comunicación no fuese remitida hasta el 30/9/2010, Contugas podría resolver el contrato o comunicar un nuevo plazo que no podría exceder de seis meses.
Adenda N° 3	Aprobó que la suspensión de plazos establecida en la cláusula 2.2 de la primera cláusula adicional al contrato de concesión se ampliaría hasta que Contugas comunique al concedente que ha suscrito el contrato de servicio de transporte en firme de gas por un volumen mínimo de 37 MMPCD.
Adenda N° 4	Precisó algunos aspectos en el contrato, como la ocurrencia de la POC, tomando en consideración que Contugas optó por la puesta en operación parcial en diversas localidades del área de la concesión.

Fuente: adendas suscritas al Contrato de Concesión. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Vista general de la planta Yarinacocha. Foto: DSGN-Osinergmin.

Características del Sistema de Distribución de Contugas

El sistema de distribución de gas natural en Ica está compuesto por dos ductos troncales y ductos secundarios. Los gasoductos de alta presión corresponden a las troncales Humay-Pisco (36.5 km de longitud de tubería de acero de 14 pulgadas) y Humay-Marcona (210 km de longitud de tubería de acero de 20 pulgadas).

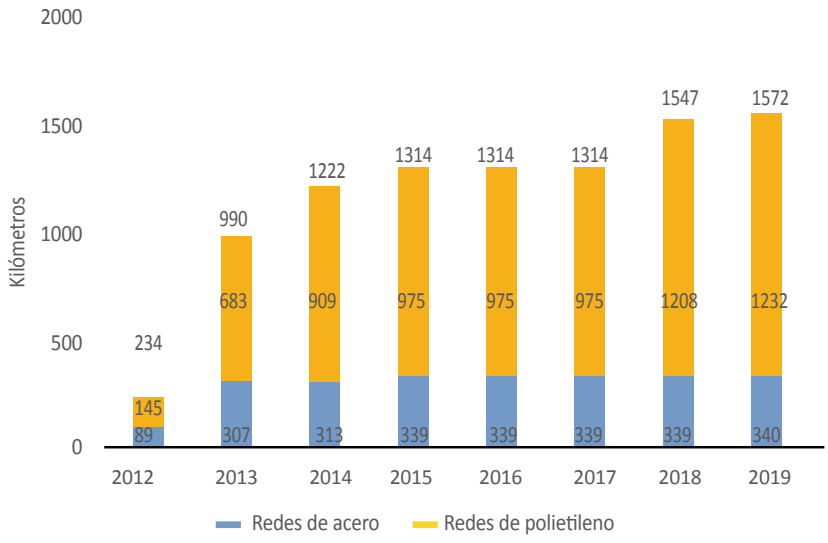
A su vez, cuenta con gasoductos ramales conectados mediante el gasoducto troncal Humay-Marcona, que comprende derivaciones a las ciudades de Ica (6.3 km de longitud de tubería de acero de 6 pulgadas) y Nazca (48 km de longitud de tubería de acero de 6 pulgadas). En total, el sistema de distribución tiene una capacidad de 250 MMPCD.

A diciembre de 2019, el sistema de distribución de Contugas comprende 340 km de redes de ductos de alta presión y 1232 km de redes de ductos de baja presión. Ver **gráfico 2-8**.

Mapa 2-4:
Mapa de distribución de gas natural en la región Ica

Fuente y elaboración: DSR-Osinergmin (2020c).

Gráfico 2-8: Longitud de las redes de distribución de Contugas



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-9: Principales datos de la concesión de Quavii

Tema	Detalle
Concesionario	Quavii, marca comercial de Gases del Pacífico S.A.C.
Factor de competencia	Mayor número de consumidores conectados en valor presente[16] Componente Nacional[1]
Tipo de concesión	APP autofinanciada
Fecha de la buena pro	25/7/13
Fecha de firma del contrato	31/10/13
Plazo de la concesión	21 años desde la fecha de cierre
Inversión estimada (hasta la POC)	US$ 62.3 millones[17]
Fecha POC	7/12/17
Adendas	1

Fuente: Contrato de Concesión Quavii. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.5.3. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Norte

El 27 de julio de 2013 se adjudicó la buena pro de la Concesión de Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Norte a Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii). Al 31 de diciembre de 2019, sus accionistas son Promigas S.A.E.S.P. (75% de acciones) y Surtidora de Gas del Caribe S.A.E.S.P. (25% de acciones).

El proyecto se adjudicó como una asociación público privada autofinanciada que busca extender el uso del gas natural en las regiones de Lambayeque, La Libertad, Áncash y Cajamarca. Específicamente, en las ciudades de Trujillo, Chiclayo, Lambayeque, Pacasmayo, Chimbote, Cajamarca y Huaraz. Para ello, la sociedad concesionaria tiene la obligación de diseñar, suministrar bienes y servicios, construir y operar el sistema de distribución, incluyendo su mantenimiento y reparación. Es también responsable de la prestación del servicio de distribución.

El factor de competencia de la licitación fue el mayor valor presente del número total de consumidores conectados[15], donde Quavii ganó la licitación al ofertar 150 137 consumidores conectados en los primeros cinco años de la concesión.

A la fecha, el contrato tiene una adenda mediante la cual se modificó el pliego y las categorías de tarifas, regulados en la cláusula 11 del contrato[18]. Como se indicó, Quavii tiene el compromiso de conectar 150 137 usuarios residenciales en un plazo de cinco años desde la fecha de POC, la cual se dio en diciembre de 2017 (ver detalle en la **tabla 2-4**).

En el **gráfico 2-9** se muestra a los consumidores residenciales efectivamente conectados por Quavii versus su compromiso definido en el plan mínimo de conexiones establecido en su Contrato de Concesión.

Características del Sistema de Distribución de la Concesión Norte-Quavii

El Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la concesionaria Quavii abarca las ciudades de Lambayeque, Chiclayo, Cajamarca, Pacasmayo, Trujillo, Chimbote y Huaraz. El gas natural se transporta mediante camiones cisterna (transporte virtual de GNL) desde la planta de licuefacción de gas operada por Peru LNG, ubicada en la ciudad de Cañete, hacia las estaciones de distrito ubicadas en cada una de las ciudades de la concesión.

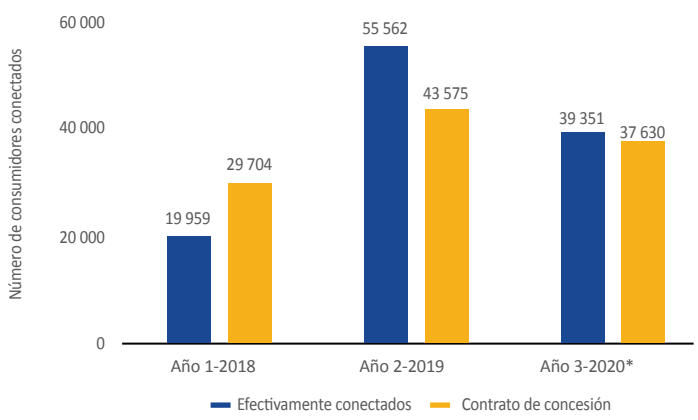
Las estaciones de distrito comprenden los sistemas de almacenamiento, gasificación, odorización, regulación y medición de gas. La distribución a las ciudades se realiza mediante tuberías de polietileno de diferentes diámetros: 200 mm, 160 mm, 110 mm, 63 mm y 32 mm. A diciembre de 2019, Quavii tenía un total de 2203 km de redes, de las cuales 826.7 km se encuentran en Trujillo, 516.4 km en Chiclayo, 418.4 km en Chimbote, 207.7 km en Cajamarca, 102.1 km en Huaraz, 84.9 km en Lambayeque y 46.9 km en Pacasmayo. Ver **gráfico 2-10** y **gráfico 2-11**.

Tabla 2-4: Plan mínimo de conexiones Quavii

Localidades	Año 1 Dic-18	Año 2 Dic-19	Año 3 Dic-20	Año 4 Dic-21	Año 5 Dic-22	Total
Chimbote	5044	7399	6390	6110	380	25 323
Chiclayo	7446	10 923	9432	9019	914	37 734
Trujillo	10 332	15 155	13 089	12 514	674	51 764
Huaraz	1813	2661	2297	2197	400	9368
Cajamarca	3420	5016	4332	4142	590	17 500
Lambayeque	1152	1690	1460	1396	164	5862
Pacasmayo	497	729	630	602	128	2586
Total	**29 704**	**43 573**	**37 630**	**35 980**	**3250**	**150 137**

Fuente: Anexo 5 del Contrato de Concesión de Quavii. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

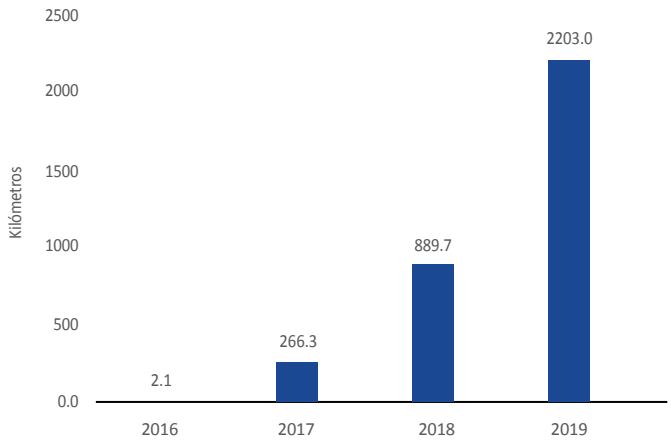
Gráfico 2-9: Compromiso de consumidores conectados vs reporte de conectados, 2018-Octubre 2020



Nota. *Avance al mes de octubre de 2020.

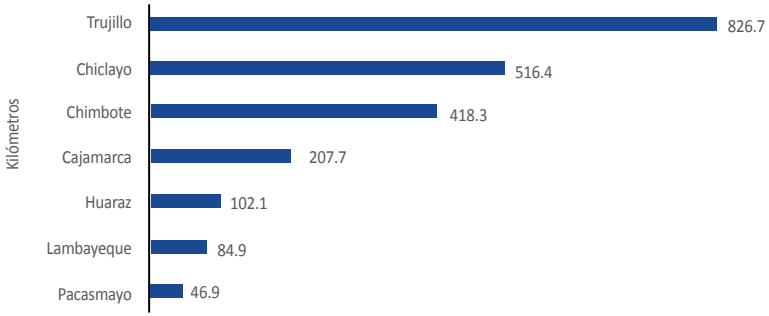
Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin (2020).

Gráfico 2-10: Longitud de las redes de distribución de Quavii



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 2-11: Redes de expansión de Quavii, por ciudad a diciembre de 2019



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-10: Principales datos de la concesión de Naturgy

Tema	Detalle
Concesionario	Naturgy Perú S.A.
Factor de competencia	Mayor número de consumidores conectados en valor presente[20]
Tipo de concesión	APP autofinanciada
Fecha de la buena pro	25/7/13
Fecha de firma del contrato	31/10/13
Plazo de la concesión	21 años desde la fecha de cierre
Inversión estimada (hasta la POC)	US$ 25.98 millones[21]
Fecha POC	5/12/17
Adendas	No tiene adendas

Fuente: Contrato de Concesión Sur Oeste (Naturgy). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tabla 2-5: Plan mínimo de conexiones de Naturgy

Localidades	Año 1 Dic-18	Año 2 Dic-19	Año 3 Dic-20	Año 4 Dic-21	Año 5 Dic-22	Año 6 Dic-23	Año 7 Dic-24	Total
Arequipa	1404	4664	12 081	6473	9874	3467	2199	40 162
Moquegua	114	392	999	623	838	291	186	3443
Tacna	557	1856	4773	2585	3905	1371	870	15 917
Ilo	155	521	1346	726	1100	385	245	4478
Total	2230	7473	19 199	10 407	15 717	5514	3500	64 000

Fuente: Anexo 2 del Contrato de Concesión de Naturgy. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.5.4. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Sur Oeste

El 27 de julio de 2013 se adjudicó la buena pro de la Concesión de Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Sur Oeste a Naturgy Perú S.A (Naturgy) bajo el esquema de una asociación público privada autofinanciada. El objetivo de esta concesión es extender el uso del gas natural en las localidades de Arequipa, Moquegua y Tacna. Para ello, la sociedad concesionaria tiene la obligación de diseñar, suministrar bienes y servicios, construir y operar el sistema de distribución, incluyendo su mantenimiento y reparación, asimismo, es responsable de la prestación del servicio de distribución.

El factor de competencia de la licitación fue el mayor valor presente del número total de Consumidores Conectados[19], donde Naturgy ganó la licitación al ofertar 64 000 consumidores conectados.

De acuerdo con su contrato, Naturgy tiene el compromiso de conectar 64 000 usuarios residenciales en un plazo de siete años desde la puesta en operación comercial, la cual se dio en diciembre de 2017 (ver **tabla 2-5**).

El **gráfico 2-12** muestra los consumidores conectados efectivamente por Naturgy desde el inicio de su POC versus lo definido en su Contrato de Concesión. Se observa que en los años 2018 y 2019 la concesionaria superó la meta establecida en su plan mínimo de conexiones.

Con respecto a 2020, cabe precisar que el 5 de junio de 2020, el Minem emitió el Informe Técnico Legal N° 018-2020-MINEM/DGH-DNH-DGGN, que otorga la suspensión parcial de las obligaciones y plazos que impliquen la realización de inversiones en el marco del contrato de concesión, la cual se computa del 6 de febrero de 2020 al 5 de febrero de 2021.

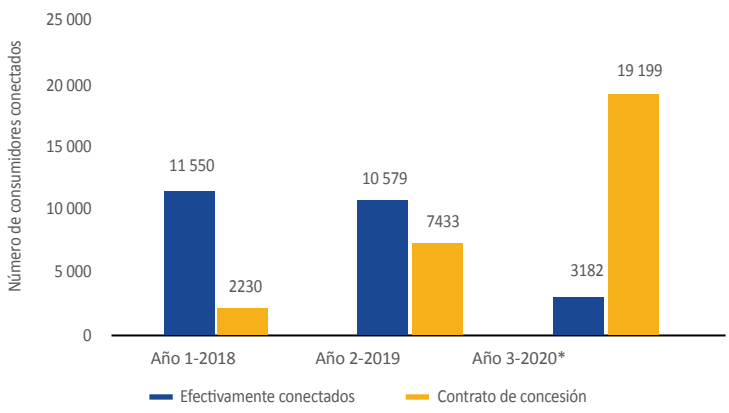
Características del Sistema de Distribución de Naturgy

El Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la concesionaria Naturgy comprende las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna. El transporte del gas se realiza mediante camiones cisterna (transporte virtual de GNL) desde la planta de licuefacción de gas operada por Peru LNG, ubicada en la ciudad de Cañete, hasta las estaciones de distrito ubicadas en cada una de las ciudades de la concesión.

Las estaciones de distrito comprenden los sistemas de almacenamiento, gasificación, odorización, regulación y medición de gas. La distribución a las ciudades se realiza mediante tuberías de polietileno de diferentes diámetros: 200 mm, 160 mm, 110 mm, 63 mm, 32 mm y 25 mm. A diciembre de 2019, Naturgy tenía un total de 398.5 km de redes instaladas, de los cuales 271.1 km se encuentran en Arequipa, 89 km en Tacna, 24 km en Moquegua y 14.4 km en Ilo. Ver **gráficos 2-13** y **2-14**.

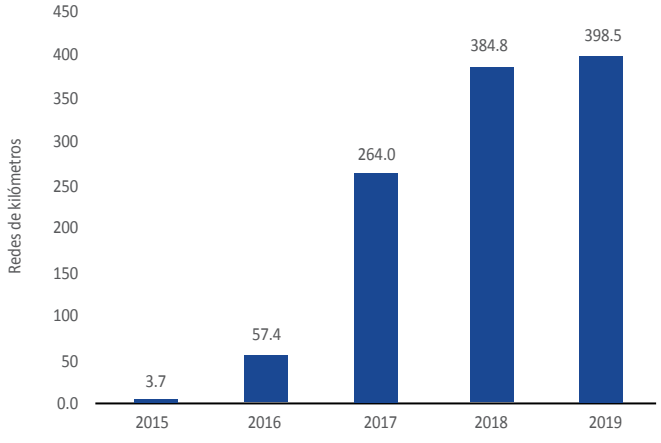
Vista de supervisión a la Planta de Gas natural de Pariñas-ENEL. Foto: DSGN-Osinergmin.

Gráfico 2-12: Compromiso de consumidores conectados vs reporte de conectados, 2018-2020



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin (2020).

Gráfico 2-13: Longitud de las redes de distribución de Naturgy



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cabe señalar que el 4 de diciembre de 2020, mediante Resolución Suprema N° 009-2020-EM, se declaró la caducidad de la concesión de Naturgy y se dispuso que el Minem asuma la administración del proyecto de manera provisional por un periodo no mayor a tres años. Esto, en el marco de lo dispuesto en el Decreto Legislativo N° 1362, que regula la promoción de la inversión privada mediante asociaciones público privadas y proyectos en activos.

2.5.5. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el departamento de Tumbes

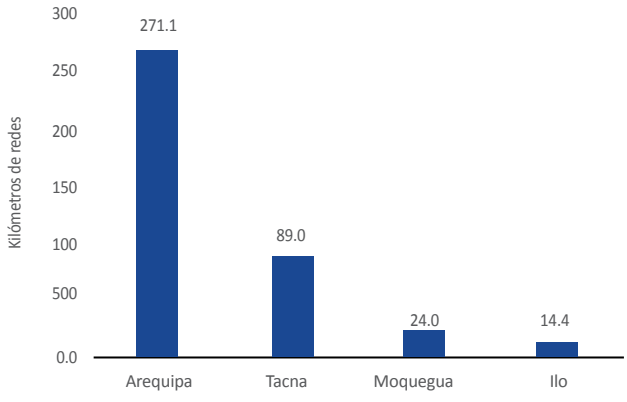
El 11 de abril de 2019, el Estado peruano otorgó la Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Tumbes a Clean Energy, bajo la modalidad de solicitud de parte. El 27 de diciembre de 2019 el Minem aprobó la cesión de posición contractual, solicitada por Clean Energy a favor de la empresa Gas Natural de Tumbes S.A.C.; adquiriendo esta última todos los derechos y obligaciones que se establecen en el Contrato de Concesión y las leyes aplicables.

De acuerdo con el contrato, Gas Natural de Tumbes S.A.C. es responsable del diseño, financiamiento, suministro de bienes y servicios, construcción del sistema de distribución, la explotación de los bienes de la concesión y la prestación del servicio de distribución en el departamento de Tumbes.

El plazo de la concesión es de 20 años contados a partir de la fecha de suscripción del contrato, y la POC prevista en el contrato es máximo a los 770 días calendarios desde la fecha de suscripción del mismo. De acuerdo con el contrato, Gas Natural de Tumbes S.A.C. tiene el compromiso de conectar 16 578 clientes residenciales en los primeros ocho años de operación, de acuerdo con el detalle que se presenta en la **tabla 2-6.** Actualmente, el proyecto se encuentra en etapa de construcción.

Planta de perforación de gas natural en Perú. Foto: Osinergmin.

Gráfico 2-14: Redes de distribución de Naturgy a diciembre de 2019, por ciudad



Fuente: DSR-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-11: Principales datos de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Tumbes

Tema	Detalle
Concesionario	Gas Natural de Tumbes S.A.C.
Factor de competencia	La concesión se dio por solicitud de parte
Tipo de concesión	Autofinanciada
Fecha de la buena pro	11 de abril de 2019
Fecha de firma del contrato	21 de mayo de 2019
Plazo de la concesión	20 años a partir de la fecha de suscripción del contrato
Inversión estimada (hasta la POC)	US$ 25 millones
Fecha POC	29 de junio de 2021 (770 días calendarios desde la suscripción del contrato)
Adendas	A la fecha, no tiene adendas

Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural de Tumbes S.A.C. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tabla 2-6: Primer plan de conexiones de gas natural de Tumbes S.A.C[22]

Localidad/Año	1	2	3	4	5	6	7	8
Tumbes	1880	1900	1921	1941	1960	1980	2000	404
Corrales	0	0	206	208	210	213	215	217
La Cruz	0	0	0	0	126	127	128	130
Zarumilla	0	0	0	0	0	0	403	407
Total acumulado	**1880**	**3780**	**5907**	**8056**	**10 352**	**12 672**	**15 418**	**1678**

Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural de Tumbes S.A.C. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 2-12: Principales datos de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región de Piura

Tema	Detalle
Concesionario	Gases del Norte del Perú S.A.C.
Factor de competencia	La concesión se dio por solicitud de parte
Tipo de concesión	Autofinanciado
Fecha de la buena pro	24 de julio de 2019
Fecha de firma del contrato	8 de noviembre de 2019
Plazo de la concesión	32 años a partir de la fecha de firma del contrato
Inversión estimada (hasta la POC)	US$ 159 millones
Fecha POC	24 meses a partir de la fecha de firma del contrato
Adendas	A la fecha, no tiene adendas

Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural de Piura. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tabla 2-7: Primer plan de conexiones de Gases del Norte del Perú S.A.C.

Localidad/Año	1	2	3	4	5	6	7	8	Total
Talara	346	346	346	693	1177	1247	1351	1420	6926
Piura	1812	3080	3080	5798	5798	5798	5509	6161	37 036
Paita	0	564	747	849	849	951	951	1087	5998
Sullana	578	578	578	1040	1964	2195	2253	2368	11 554
Sechura	0	149	149	149	224	249	783	783	2486
Total acumulado	**2736**	**4717**	**4900**	**8529**	**10 012**	**10 440**	**10 847**	**11 819**	**64 000**

Fuente: Contrato de Concesión de Gas Natural de Tumbes S.A.C. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

2.5.6. Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región de Piura

El 24 de julio de 2019, el Estado peruano otorgó la Concesión para la Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la región de Piura, bajo la modalidad de solicitud de parte, a Gases del Norte del Perú S.A.C.

De acuerdo con su Contrato de Concesión, Gases del Norte del Perú S.A.C. es responsable por el diseño, financiamiento, suministro de bienes y servicios, construcción y operación del sistema de distribución, incluyendo su mantenimiento y reparación. El plazo de la concesión es de 32 años contados desde la fecha de suscripción del contrato; y la POC prevista en el contrato es máximo 24 meses contados desde la fecha de suscripción. Gases del Norte del Perú S.A.C., de acuerdo con su Contrato de Concesión, tiene el compromiso de conectar 64 000 clientes residenciales en los primeros ocho años de operación, según el detalle que se presenta en la **tabla 2-7**. A la fecha, este proyecto se encuentra en etapa de construcción.

A lo largo de este capítulo se han descrito las características y principales estadísticas de las actividades de exploración, producción, procesamiento, transporte y distribución de la industria del gas natural en el Perú. Con respecto a la actividad de distribución se plantearon los principales aspectos de los contratos de concesión de distribución de gas natural que se tiene en el país. Asimismo, se han descrito los kilómetros de las redes de distribución que tienen las concesiones que actualmente se encuentran en operación comercial. En el siguiente

capítulo se desarrollará la demanda de gas natural, clasificada para el mercado interno y para exportación. También se describirá el volumen consumido y número de clientes para las concesiones de Cálidda, Contugas, Quavii y Naturgy.

Planta de gas natural de perforación. Foto: Osinergmin.

PERU

Supervisión de GNV. Foto: GCRI-Osinergmin.

03 EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

La demanda de gas natural en el Perú es atendida por dos grandes grupos: distribuidores de gas natural (mercado interno) y Peru LNG (exportación). A 2019 existen cuatro concesionarios responsables de la actividad de distribución operando en el mercado interno. En este capítulo se presentan las principales variables e indicadores de la demanda de gas natural en el Perú, la evolución del volumen consumido y el número de clientes, entre otros.

Primera central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea) Ventanilla-Perú. Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 3

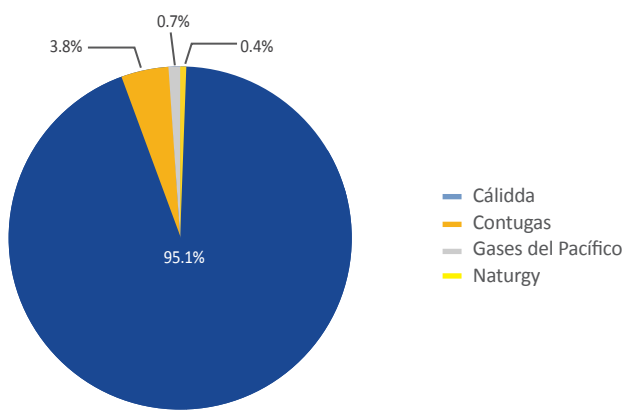
Evolución de la demanda de gas natural en el Perú

En el Perú, la demanda de gas natural se puede dividir en dos grandes grupos, según su destino: i) distribuidores de gas natural (mercado interno), los cuales atienden a clientes residenciales, comerciales, industriales, generadores eléctricos y estaciones de gas natural vehicular (GNV); y, ii) Peru LNG (exportación).

Hasta 2019 existían cuatro concesionarios responsables de la actividad de distribución operando en el mercado interno: Cálidda, Contugas, Gases del Pacífico y Naturgy. Entre ellos, Cálidda cuenta con una participación de 95.1% del volumen total entregado por las empresas de distribución (ver **gráfico 3-1**).

Asimismo, de acuerdo con el Boletín Estadístico "Procesamiento, producción y transporte de gas natural" elaborado por la División de Supervisión de Gas Natural de Osinergmin (en adelante, Boletín Estadístico de gas natural)[1], el 71% del gas natural distribuido por Cálidda durante el tercer trimestre de 2020 fue consumido por generadores eléctricos.

Gráfico 3-1: Participación de las empresas de distribución en la demanda de gas natural, 2019



Total: 6 222.9 millones de Sm^3.

Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3.1. DEMANDA PARA EXPORTACIÓN

Peru LNG es una empresa constituida en 2003 con el objetivo de construir y operar una planta de gas natural licuefactado (GNL), para lo cual cuenta con una planta de procesamiento, instalaciones conexas, un terminal marítimo y un gasoducto. Su gasoducto inicia en la provincia de La Mar (Ayacucho) y continúa hasta el km 163 de la carretera Panamericana Sur. La planta ocupa 521 hectáreas y sus operaciones están a cargo de Hunt LNG Operating Company.

Primera central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea) Ventanilla-Perú. Foto: Osinergmin.

Peru LNG es una empresa constituida en 2003 con el objetivo de construir y operar una planta de gas natural licuefactado (GNL), para lo cual cuenta con una planta de procesamiento, instalaciones conexas, un terminal marítimo y un gasoducto. Su gasoducto inicia en la provincia de La Mar (Ayacucho) y continúa hasta el km 163 de la carretera Panamericana Sur.

En 2006, el consorcio Peru LNG firmó un convenio con el Ministerio de Energía y Minas (Minem) para iniciar la construcción de: i) una planta de GNL (Pampa Melchorita) con capacidad instalada de 4.5 millones de toneladas métricas anuales (MMTMA), ii) instalaciones marítimas de 1.4 km de muelle y plataforma; y, iii) un gasoducto de 34 pulgadas de diámetro y 408 km de longitud (Tamayo, Salvador, Vásquez y García, 2014).

El consorcio Peru LNG realiza la licuefacción de gas natural seco para su posterior exportación por medio de la empresa Shell. El **gráfico 3-2** muestra la producción diaria promedio de GNL reportada por Peru LNG durante el periodo 2015-2019.

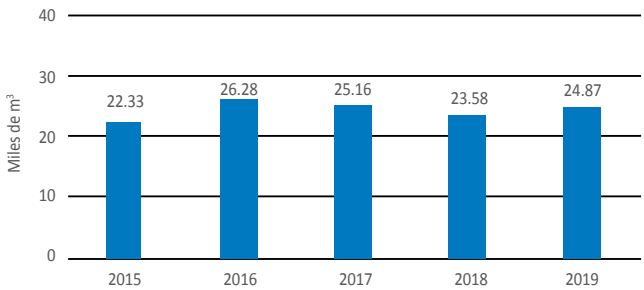
Según la información presentada, entre 2015 y 2019, la producción diaria promedio de GNL se mantuvo entre 22 mil m^3 y 27 mil m^3, observándose un incremento de aproximadamente 1.3 mil m^3 en 2019 con respecto a 2018. En cuanto al volumen de gas natural exportado, de acuerdo con los datos del Boletín Estadístico de gas natural[3], Corea del Sur fue el principal destino de exportación con una participación de 34.2%, seguido muy de cerca por Japón, a donde se destinó 26.93% del total de GNL producido durante el tercer trimestre de 2020.

3.2. DEMANDA DE LOS DISTRIBUIDORES DE GAS NATURAL

Las cuatro empresas concesionarias de distribución de gas natural que se encuentran en operación son Cálidda, Contugas, Gases del Pacífico y Naturgy. Como se observa en el **gráfico 3-3**, los distribuidores de gas natural demandaron en conjunto 6222.9 millones de metros cúbicos estándar (Sm^3) de la producción nacional en 2019. Cálidda fue la empresa con mayor demanda, dado que consumió un volumen de aproximadamente 5920.1 millones de Sm^3.

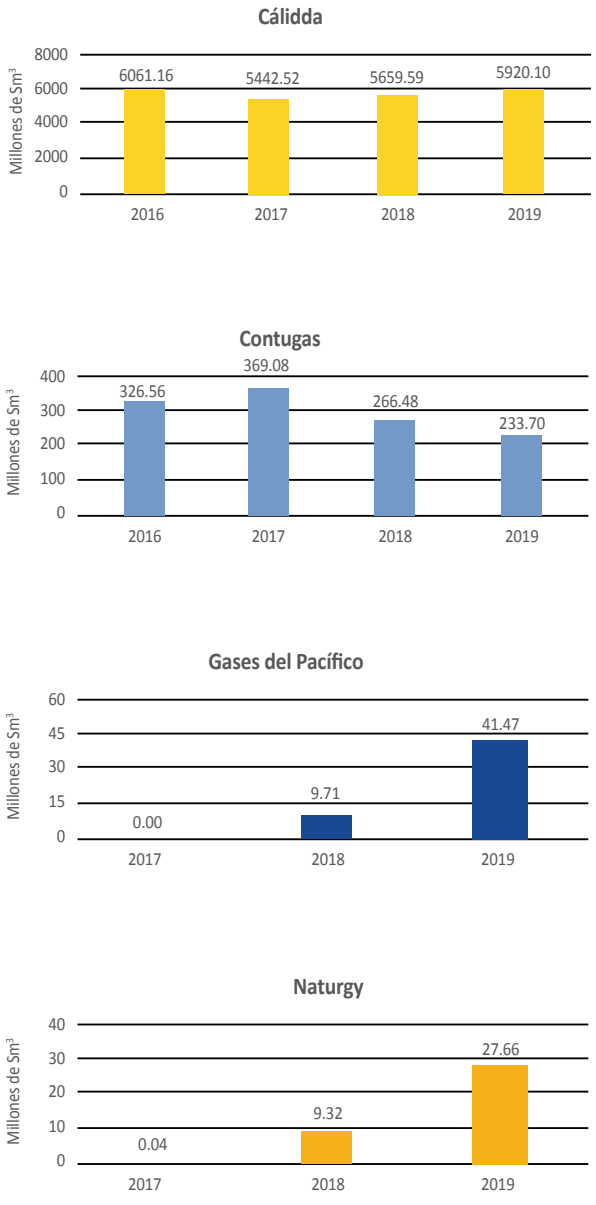
Cabe precisar que el metro cúbico estándar es una unidad de volumen utilizada para cantidades de gas natural a una temperatura de quince grados centígrados (15 °C) y a una presión absoluta de 1013 milibares (mbar).

Gráfico 3-2: Producción diaria promedio de GNL, en miles de m^3



Fuente: DSGN-Osinergmin[2] (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-3:
Volumen consumido anual de gas natural



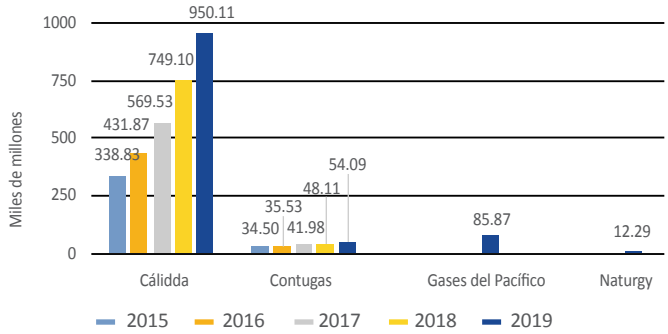
Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Corresponde señalar que Gases del Pacífico y Naturgy iniciaron sus operaciones en diciembre de 2017. Durante el periodo 2016-2019, Cálidda y Contugas demandaron volúmenes de consumo anual mayores a 5 mil millones de Sm^3 y 200 millones de Sm^3, respectivamente. No obstante, disminuyeron su demanda durante 2019 si se compara con el nivel requerido en 2016. Asimismo, Gases del Pacífico y Naturgy han incrementado de manera considerable su demanda inicial, triplicándola en el caso de Naturgy y quintuplicándola para Gases del Pacífico (ver **gráfico 3-3**).

En 2019, Cálidda superó los 950 mil clientes, mientras que Gases del Pacífico los 85 mil clientes. En tanto, Contugas y Naturgy reportaron 54 085 y 12 290 clientes, respectivamente (ver **gráfico 3-4**). Si bien todas las empresas concesionarias presentan incrementos continuos, Gases del Pacífico logró superar el nivel alcanzado por Contugas.

Los distribuidores de gas natural demandaron en conjunto 6222.9 millones de Sm^3 de la producción nacional en 2019. Cálidda fue la empresa con mayor demanda: consumió aproximadamente 5920.1 millones de Sm^3.

Gráfico 3-4: Número acumulado de clientes por empresa de distribución de gas natural



Fuente: GRT-Osinergmin[4] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 3-1
Clientes habilitados

De acuerdo con el "Procedimiento para la habilitación de suministros en instalaciones internas de gas natural", aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 099-2016-OS/CD, la habilitación de suministro es el acto por el cual el concesionario pone en servicio el suministro de gas natural contratado, luego de verificar que las instalaciones cumplan con las normas vigentes y estén aptas para recibirlo. Para considerar una instalación habilitada debe suscribirse un Acta de Habilitación y registrarse en el Portal de Habilitaciones de Suministros de Gas Natural. Existen etapas previas que inician con la solicitud de un nuevo contrato de suministro presentada por el cliente. De manera referencial, pueden deducirse las siguientes definiciones:

- **Cliente.** Aquel cuya solicitud de contrato de suministro de gas natural fue aprobada por la empresa concesionaria.

- **Cliente habilitado.** Cliente que cuenta con el servicio de gas natural, puede disponer del suministro contratado y se encuentra registrado en el Portal de Habilitaciones de Suministros de Gas Natural.

Supervisión de habilitación de gas natural en vivienda. Foto: DSR-Osinergmin.

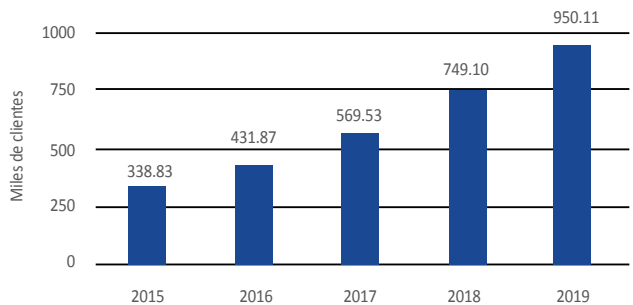
3.2.1. Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao

Las operaciones de la Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Lima y Callao, a cargo de Cálidda, iniciaron en 2004 con 12 clientes, el 75% era del sector industrial. A diciembre de 2019 este concesionario cuenta con 950 110 clientes, 26.8% más que el año previo.

Entre 2018 y 2019, el aumento del número de clientes fue de 201 mil aproximadamente, lo cual implica un incremento mayor al 25% (ver **gráfico 3-5**). Desde el inicio de sus operaciones, Cálidda ha reportado un crecimiento continuo con respecto a la cantidad de personas, instituciones y empresas a las que les presta el servicio. Durante el periodo 2015–2019, el incremento acumulado de clientes fue 180.4%. Durante el último quinquenio, la tasa de crecimiento anual del número de clientes de Cálidda osciló entre 26% y 32%, permitiéndole acumular en 2019 aproximadamente el triple del nivel registrado en 2015.

Según el Boletín Estadístico de gas natural[6], durante el tercer trimestre de 2020, el 71% del volumen de gas natural facturado a los clientes de Cálidda

Gráfico 3-5:
Número acumulado de clientes de Cálidda



Fuente: GRT-Osinergmin (2020)[5]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

fue demandado por generadoras eléctricas y 25% por clientes industriales y estaciones de GNV (ver **gráfico 3-6**).

Tarifas y categorías tarifarias

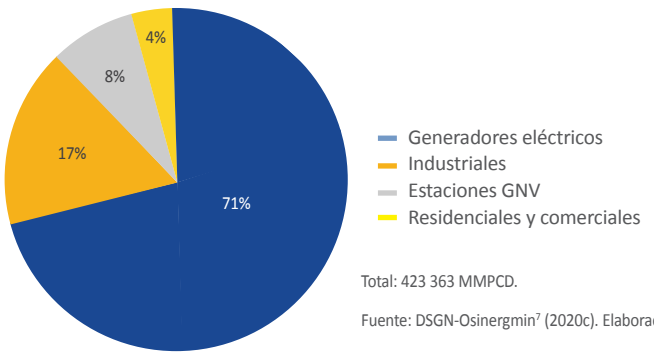
Para el periodo 2018-2022, Osinergmin aprobó las categorías tarifarias y las tarifas vigentes de distribución para la concesión de Lima y Callao[8] (ver **tabla 3-1**). Es importante indicar que en este procedimiento tarifario se incorporó la categoría de Instituciones Públicas (IP) con el objetivo de facilitarles el acceso al gas natural, beneficiando a hospitales, ministerios, instituciones educativas, entre otros. Antes de este cambio, las instituciones públicas pagaban una Tarifa Única de Distribución (TUD) equivalente a la categoría C.

a) Clientes residenciales

Actualmente, existen dos categorías tarifarias destinadas a clientes residenciales: A1 y A2, que en conjunto representan a los usuarios residenciales de Cálidda. Durante 2018 y 2019 el incremento de la cantidad de clientes de este tipo fue superior a 200 mil consumidores, trayendo consigo un aumento de 26.87% (ver **gráfico 3-7**).

Hasta 2019, 917.3 mil de los 945.9 mil clientes totales de Cálidda se encontraban habilitados (97%). La habilitación de las instalaciones domiciliarias de gas natural pasa por un proceso de registro, el cual inicia con la solicitud de un nuevo suministro de gas (ver **gráfico 3-8**).

Gráfico 3-6: Participación de los clientes de Cálidda en la demanda de gas natural según actividad económica, 2020



Total: 423 363 MMPCD.

Fuente: DSGN-Osinergmin[7] (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

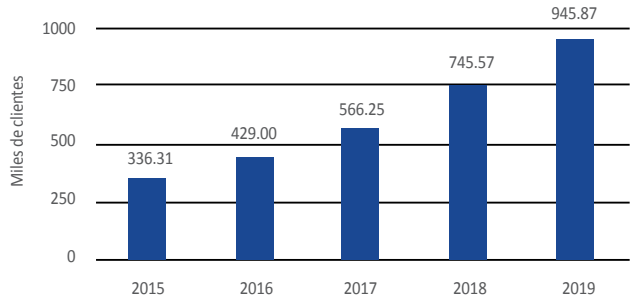
Tabla 3-1: Tarifas únicas de distribución vigentes

Categoría tarifaria	Rango de consumo	Margen de comercialización		Margen de distribución	
		Fijo		Fijo	Variable
	Sm³/Cliente-mes	US$/mes	US$/(Sm³/d)-mes	US$/(Sm³/d)-mes	US$/Mil Sm³
A1*	0-30	0.52			173.95
A2*	31-300	1.67			133.43
B	301-17 500	15.75			79.93
IP	Instituciones públicas		0.0201	0.1645	44.17
C	17 501-300 000		0.0189	0.1544	40.06
GNV	Estaciones GNV		0.0155	0.1267	34.03
D	300 001- 900 000		0.0138	0.1128	29.77
E	Más de 900 000		0.0868	0.5887	22.21
GE	Generadores eléctricos		0.0615	0.4255	16.01

Nota. En el proceso de fijación tarifaria para el periodo 2014-2018, la categoría A (cuyo rango de consumo era de 0 a 300 m³/mes) se dividió en dos: A1 (de 0 a 30 Sm³/mes) y A2 (de 31 a 300 Sm³/mes).

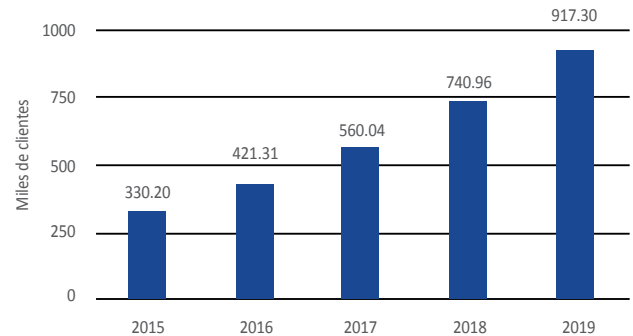
Fuente: Resolución del Consejo Directivo N° 055-2018-OS/CD[9]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-7: Número acumulado de clientes residenciales de Cálidda



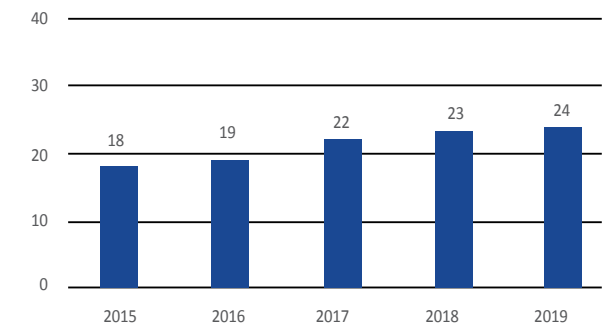
Fuente: GRT-Osinergmin[10] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-8: Número acumulado de clientes residenciales habilitados de Cálidda



Fuente: DSR-Osinergmin . Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-9: Número acumulado de generadores eléctricos atendidos por Cálidda



Fuente: GRT-Osinergmin[11] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

b) Generadores eléctricos

Entre todas las categorías de clientes atendidos por Cálidda, los generadores eléctricos ocupan un lugar preponderante debido al volumen de gas que consumen, aproximadamente 71% del total del volumen facturado por la empresa concesionaria durante el tercer trimestre de 2020.

No obstante, como evidencia el **gráfico 3-9**, el número de generadores eléctricos abastecidos por Cálidda en 2019 fue 24, lo cual implica un mayor consumo *per cápita* en comparación a los clientes residenciales.

La cantidad de generadores eléctricos atendidos por Cálidda pasó de 22 a 23 clientes durante el periodo 2017-2018 y de 23 a 24 entre 2018 y 2019. Durante el último quinquenio, el número de generadores abastecidos por Cálidda aumentó en 33.3%, pasando de 18 a 24 clientes.

c) Estaciones de GNV

En 2019, Cálidda proporcionó gas natural a 276 estaciones de GNV, 42 estaciones atendidas más que durante 2015. El incremento acumulado reportado por la empresa concesionaria entre 2015 y 2019 fue 17.95% (ver **gráfico 3-10**).

Sistema de la central termoeléctrica a ciclo combinado de gas natural (Camisea Ventanilla-Perú. Foto: Osinergmin.

En el caso de Cálidda, el número de estaciones de GNV abastecidas pasó de 234 en 2015 a 276 en 2019. Sin embargo, el volumen facturado por esta actividad económica representó apenas 8% de la demanda total del concesionario en el tercer trimestre de 2020.

Según el Boletín Estadístico de gas natural (2020), durante el TT2020 los generadores eléctricos demandaron el 52% del volumen facturado y los clientes industriales, el 28% del total facturado de Contugas.

Las tarifas y cargos de Contugas se definen en su contrato de concesión y rigen durante los ocho primeros años de operación.

3.2.2. Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica

Contugas tiene actualmente en concesión la distribución de gas natural por red de ductos en Ica y reportó 54 085 clientes a diciembre de 2019. Entre 2018 y 2019, el número de clientes de Contugas se incrementó 12.4%. En tanto, entre 2015 y 2019, se observó un aumento acumulado de 56.8%.

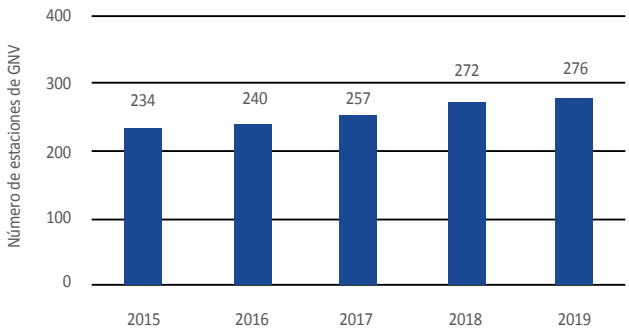
Durante el periodo 2015-2019, el incremento de la cantidad de usuarios atendidos fue de 19 582 consumidores. Entre 2018 y 2019, Contugas reportó un incremento de número de clientes de 12.42%, pasando de 48 108 a 54 085 (ver **gráfico 3-11**). De acuerdo con el Boletín Estadístico de gas natural (2020)[14], durante el tercer trimestre de 2020 los generadores eléctricos demandaron el 52% del volumen facturado (ver **gráfico 3-12**), seguidos por los clientes industriales, quienes concentraron el 28% de la cantidad de gas facturada por la empresa distribuidora.

Por otro lado, según el Observatorio Energético de Osinergmin[16], en diciembre de 2017 el porcentaje de cobertura en Ica alcanzó su mayor nivel de crecimiento (0.52 puntos porcentuales) y superó en 0.2 puntos porcentuales al valor registrado en Lima y Callao (24.59%). El porcentaje de cobertura estimado es el resultado de dividir el total de usuarios de gas natural entre el número de usuarios eléctricos dentro del ámbito de la concesión.

Tarifas y categorías tarifarias

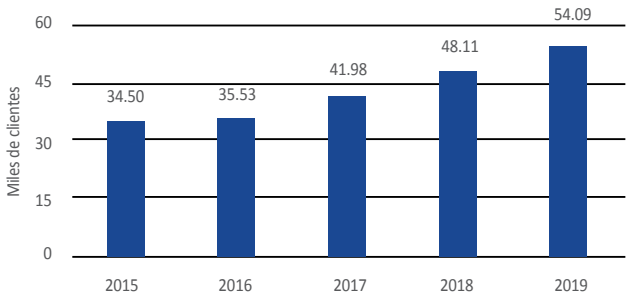
Las tarifas y cargos aplicados por Contugas están definidos en su Contrato de Concesión y vigentes durante sus ocho primeros años de operación[17]. Dado que la Puesta en Operación Comercial (POC) de Contugas se realizó el 30 de abril de 2014, las tarifas y cargos iniciales establecidos estarán vigentes hasta 2022. Al respecto, se pueden observar las categorías

Gráfico 3-10: Número acumulado de estaciones de GNV atendidas por Cálidda



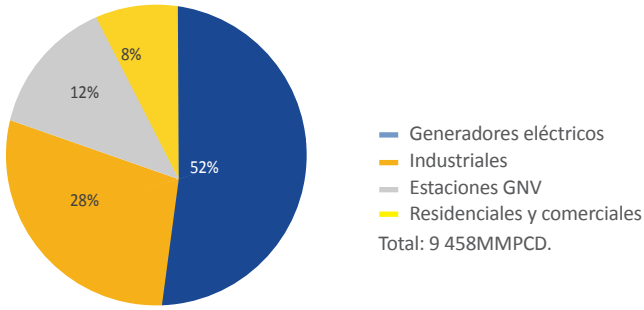
Fuente: GRT-Osinergmin[12] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-11: Número acumulado de clientes de Contugas



Fuente: GRT-Osinergmin[13] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-12: Participación de los clientes de Contugas en la demanda de gas natural según actividad económica, 2020



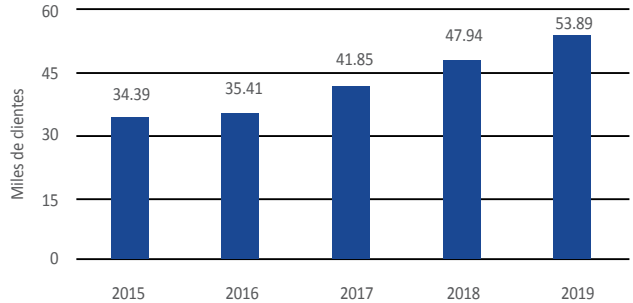
Fuente: DSGN-Osinergmin[15] (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tabla 3-2: Categorías tarifarias de la concesión de Ica

Categoría tarifaria	Descripción
Categorías por rangos de consumo (m^3/mes)	
A-Residenciales	Hasta 300
B - Comercio y Pequeña Industria	Desde 301 hasta 19 000
C-GNV	Desde 19 001 hasta 370 000
D-Gran Industria	Desde 370 001 hasta 4 000 000
E-Generador Eléctrico	Desde 4 000 001 hasta 30 000 000
F-Petroquímica	Mayor a 30 000 001

Nota. La asignación de categoría depende del rango de consumo y no del uso al que se destina el gas natural, con excepción de las categorías C, E y F.
Fuente: Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica[18]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-13: Número acumulado de clientes residenciales de Contugas



Fuente: GRT-Osinergmin[19] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

de consumidores establecidas mediante contrato de concesión en la **tabla 3-2**.

Como se indicó en el **capítulo 2**, el ámbito de influencia de Contugas comprende las localidades de Chincha, Pisco, Ica, Nazca y Marcona. Actualmente, la empresa distribuye gas natural a usuarios de las categorías A, B, C, D y E.

a) Clientes residenciales

A diferencia de Cálidda, Contugas tiene una sola categoría tarifaria destinada a clientes residenciales, la A. Entre 2018 y 2019, la cantidad de clientes residenciales se incrementó en 5951, lo cual representó un crecimiento de 12.41% (ver **gráfico 3-13**).

La expansión de las redes de distribución de Contugas ha contribuido al aumento acumulado del número de clientes residenciales, el cual alcanzó 56.69% entre 2015 y 2019.

Prueba de presión de uso de gas natural en artefacto. Foto: DSR-Osinergmin.

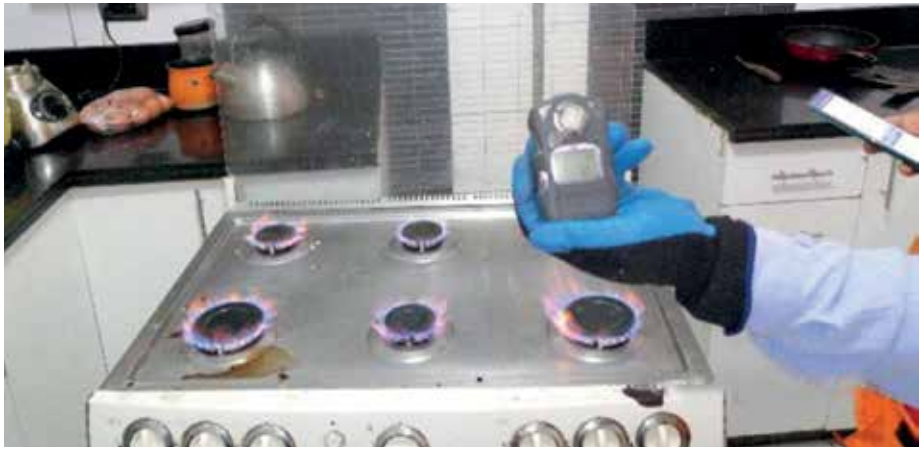
A fines de 2019 se habilitaron 61 358 clientes residenciales, 12.73% más que durante 2018 (ver **gráfico 3-14**).

b) Generadores eléctricos

El 52% del volumen total facturado por Contugas en el tercer trimestre de 2020 fue destinado a generadores eléctricos. En 2019, Contugas reportó ocho generadores atendidos. El número de generadores eléctricos abastecidos pasó de tres a ocho durante el periodo 2015-2019 y se ha incrementado de manera continua, con excepción de 2017, año en el que se mantuvo constante. Contugas incorporó un cliente más de esta categoría entre 2018 y 2019 (ver **gráfico 3-15**).

c) Estaciones de GNV

Entre 2015 y 2019, la cantidad de estaciones de GNV atendidas por Contugas se incrementó de 13 a 29, lo cual implica que el aumento en términos relativos ha sido mayor que el reportado por Cálidda durante el mismo periodo. Sin embargo, en los dos últimos años el número de estaciones atendidas se mantuvo constante (ver **gráfico 3-16)**.

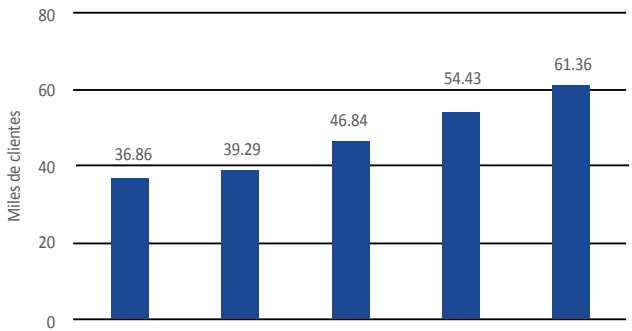


Prueba de monóxido de carbono de uso de gas natural en cocina. Foto: DSR-Osinergmin.

52% del volumen total facturado por Contugas en el 3T2020 se destinó a generadores eléctricos. Contugas reportó ocho generadores atendidos en 2019.

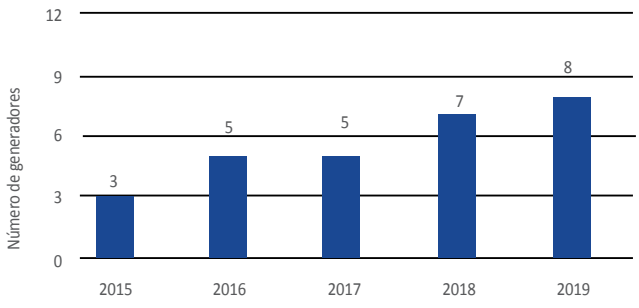
Contugas pasó de atender 13 a 29 estaciones de GNV entre 2015 y 2019. El aumento relativo fue mayor que el de Cálidda durante el mismo periodo.

Gráfico 3-14: Número acumulado de clientes residenciales habilitados de Contugas



Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

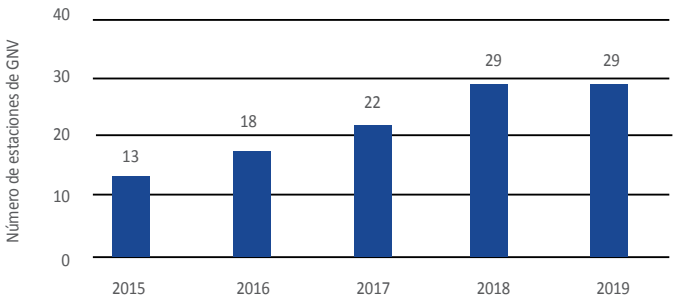
Gráfico 3-15: Número acumulado de generadores eléctricos atendidos por Contugas



Fuente: GRT-Osinergmin[20] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En el tercer trimestre de 2020, el volumen de gas facturado a las estaciones de GNV representó 12% del total del que dispuso la empresa concesionaria.

Gráfico 3-16: Número acumulado de estaciones de GNV atendidas por Contugas



Fuente: GRT-Osinergmin[21]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

De acuerdo con la ERCUE (2019), el 99% de los usuarios con acceso a gas natural en Lima e Ica declaró utilizar el gas natural para la cocción de alimentos, mientras que los usuarios restantes (1%) indicaron que lo usan para calefacción u otras actividades. La principal fuente energética utilizada para cocinar a nivel nacional sigue siendo el GLP (79%), seguido del gas natural (10%), la electricidad (6%) y otros (5%).

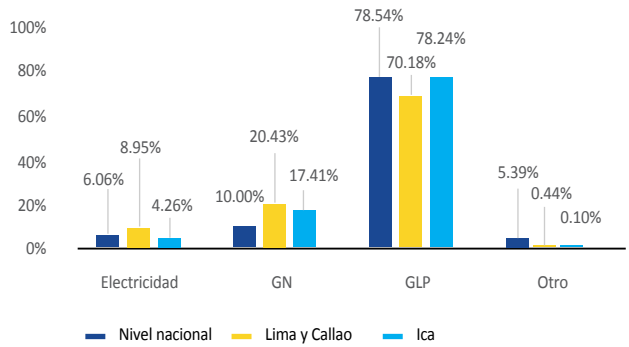
RECUADRO 3-2

Usos del gas natural residencial

Supervisión de instalación de gas natural en vivienda. Foto: GCRI-Osinergmin.

De acuerdo con la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE, 2019), el 99% de los usuarios con acceso a gas natural en Lima e Ica declaró utilizar el gas natural para la cocción de alimentos, mientras que los usuarios restantes (1%) indicaron que lo usan para calefacción u otras actividades. La principal fuente energética utilizada para cocinar a nivel nacional sigue siendo el GLP (79%), seguido del gas natural (10%), la electricidad (6%) y otros (5%).

Gráfico 3-17: Uso de la cocina por fuente energética, 2019



Fuente: ERCUE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

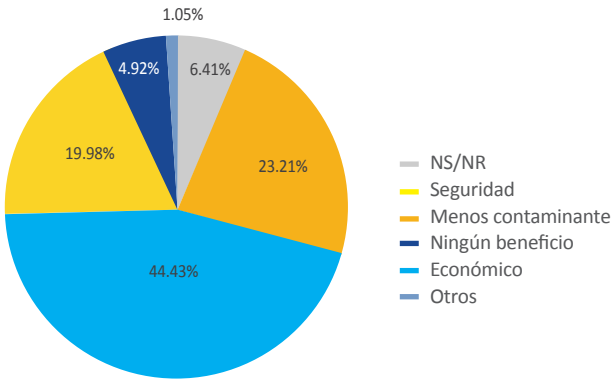
RECUADRO 3-3

Percepción de los usuarios sobre los beneficios del gas natural

Supervisión de instalacion de gas natural en vivienda. Foto: GCRI-Osinergmin.

De acuerdo con la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE, 2019), el 44% de los usuarios encuestados indicó que el principal beneficio que percibe del gas natural es que le resulta más económico. El 23% lo considera menos contaminante y el 20% más seguro que otras fuentes de energía.

Gráfico 3-18: Beneficios del gas natural a nivel nacional

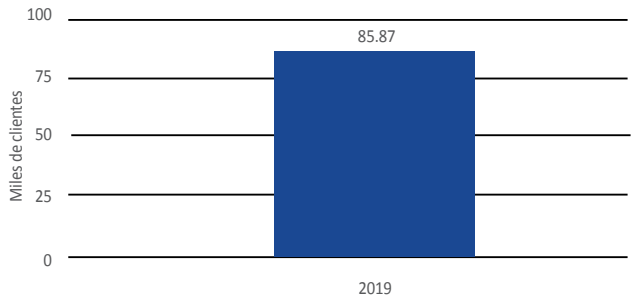


Fuente: ERCUE (2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

3.2.3. Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte

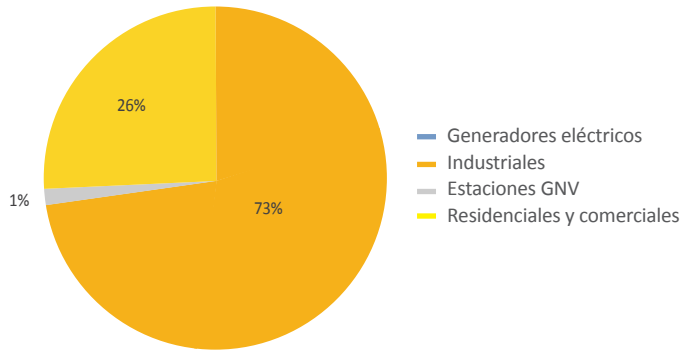
Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii) es la empresa encargada de la distribución de gas natural por red de ductos en la zona norte. De acuerdo con su primer plan de conexiones (2016-2020), el concesionario tiene el compromiso de distribuir gas natural en siete localidades: Chimbote, Huaraz, Pacasmayo, Trujillo, Chiclayo, Lambayeque y Cajamarca. En 2019, Gases del Pacífico reportó 85 873 clientes, en su mayoría de tipo residencial. El incremento del número de clientes con respecto al año previo fue considerable,

Gráfico 3-19: Número acumulado de clientes de Gases del Pacífico



Fuente: GRT-Osinergmin[22] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-20: Participación de los clientes de Gases del Pacífico en la demanda de gas natural según actividad económica, 2020



Total: 5284 MMPCD.

Fuente: DSGN-Osinergmin[23]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

tomando en cuenta que al inicio de su puesta en operación comercial (diciembre de 2017) atendía a 51 clientes residenciales habilitados.

Por otro lado, el 73% del total del volumen facturado por Gases del Pacífico durante el tercer trimestre de 2020 corresponde a clientes industriales (ver **gráfico 3-20**). En tanto, el 26% del volumen facturado estuvo destinado a clientes residenciales y comerciales.

Tarifas y categorías tarifarias

Por un periodo de ocho años[24], contados desde el año siguiente a la fecha de cierre del proyecto (31 de octubre de 2014), se establecieron contractualmente las tarifas y cargos iniciales correspondientes al primer periodo tarifario, los cuales se encuentran vigentes hasta 2022. Inicialmente, el régimen tarifario contractual definía cuatro categorías (A, B, C y D) que dependían del rango de consumo de los usuarios, con excepción de los clientes de GNV (categoría C), quienes no se limitaban a un rango de consumo establecido.

Antes de la entrada en vigencia de la primera adenda al contrato de concesión, entre las categorías no residenciales se encontraban los clientes comerciales, GNV e industriales. Sin embargo, desde 2019, entró en vigencia la primera adenda al contrato de concesión, mediante la cual se modificaron las categorías de consumidores según lo que se puede observar en la **tabla 3-3**.

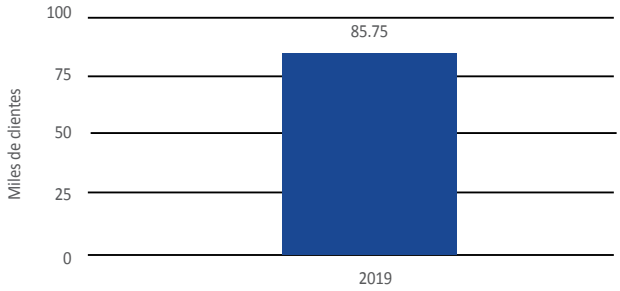
A fines de 2019, la empresa distribuyó gas natural a clientes de todas las categorías a excepción de la III pues no tuvo clientes.

Tabla 3-3: Categorías tarifarias de la Concesión Norte

Categoría tarifaria	Descripción
Categorías por rangos de consumo (m^3/mes)	
I	Hasta 100
II	Desde 101 hasta 1000
III	Desde 1001 hasta 5000
IV	Desde 5001 hasta 38 000
V	Desde 38 001 hasta 143 000
VI	Desde 143 001 hasta 280 000
VII	Desde 280 001 a más
GNV	-
PESCA	-

Nota. La asignación de categoría depende del rango de consumo y no del uso al que se destina el gas natural, con excepción de las categorías GNV y Pesca.
Fuente: Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Norte[25]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-21: Número acumulado de clientes residenciales de Gases del Pacífico



Fuente: GRT-Osinergmin[26] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

a) Clientes residenciales

Gases del Pacífico reporta 85 752 clientes residenciales, cuya participación representa el 99.86% de la cantidad total de clientes (ver **gráfico 3-21**).

En 2017, 51 clientes de Gases del Pacífico se encontraban habilitados, mientras que en 2018 y 2019 se registraron 21 496 y 87 296 habilitaciones, respectivamente (ver **gráfico 3-22**). La cantidad de clientes habilitados se ha cuadruplicado durante los dos últimos años.

b) Estaciones de GNV

En 2019, Gases del Pacífico distribuyó gas natural a una sola estación de GNV, cuya de-

manda alcanzó 112 mil Sm^3 durante el tercer trimestre de 2020; es decir, 1% del volumen total facturado por la empresa concesionaria.

3.2.4. Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste

Como se indica en el **capítulo 2**, la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Sur Oeste fue entregada a Naturgy. El área de influencia comprende las localidades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna. A diciembre de 2019, esta concesión contaba con 12 290 clientes, principalmente residenciales (99.7%).

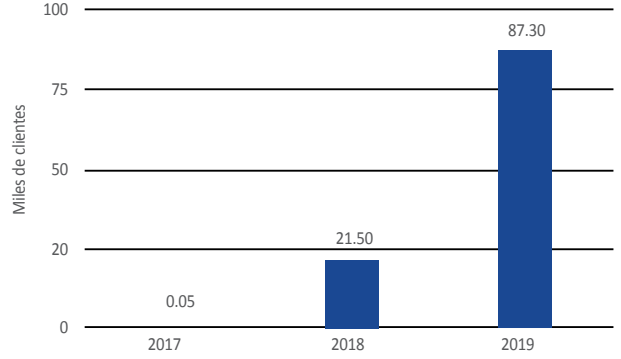
Asimismo, según la División de Supervisión de Gas Natural (2020)[28], el 94% del total del volumen facturado por Naturgy durante el tercer trimestre de 2020 correspondió a clientes industriales (ver **gráfico 3-24**), mientras que solo el 6% del volumen facturado estuvo destinado a clientes residenciales y comerciales.

Manifold de reinyección de los pozos AG 7X, AG 2X y AG8X - Aguaytia Energy. Foto: DSGN-Osinergmin.

Tarifas y categorías tarifarias

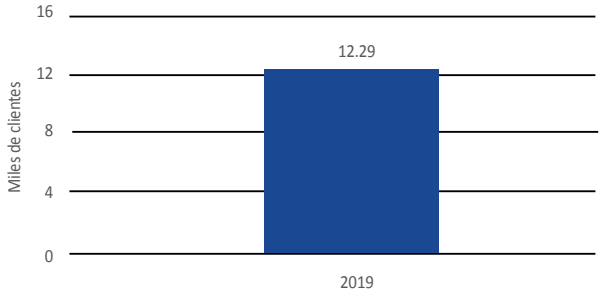
En cuanto al régimen tarifario, en el contrato de concesión de Naturgy se han establecido las tarifas y cargos iniciales que estarán vigentes durante el primer periodo tarifario[30]. Al respecto, las categorías de consumidores establecidas mediante contrato de concesión y las tarifas del primer periodo tarifario se detallan en la **tabla 3-4**.

Gráfico 3-22: Número acumulado de clientes residenciales habilitados de Gases del Pacífico



Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-23: Número acumulado de clientes de Naturgy



Fuente: GRT-Osinergmin[27] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

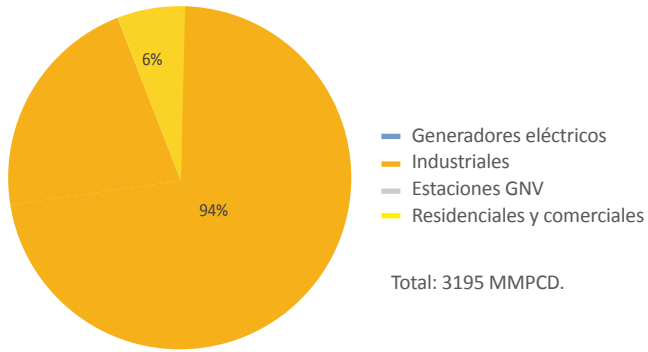
Columna deetanizadora en Curimaná. Foto: DSGN-Osinergmin.

Es importante indicar que la asignación de cada categoría tarifaria está en función del rango de consumo y no del uso del gas natural; con excepción del gas natural para uso vehicular, cuyos consumidores están comprendidos en la categoría C, independientemente de lo que usen.

a) Clientes residenciales

Durante el 2019, Naturgy alcanzó 12 253 clientes en la categoría A, destinada exclusivamente a usuarios del sector residencial, cuya participación representa 99.7% del total de clientes de la empresa concesionaria.

Gráfico 3-24: Participación de los clientes de Naturgy en la demanda de gas natural según actividad económica, 2020



Fuente: DSGN-Osinergmin[29] (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

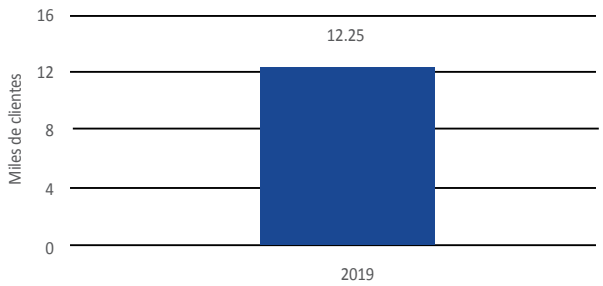
Tabla 3-4: Tarifas de distribución y comercialización de Naturgy para el primer periodo tarifario

Categoría tarifaria	Rango de consumo	Margen de comercialización			Margen de distribución variable (MDV)
		Margen fijo (MCF)	Margen de capacidad (MCC)	Margen de promoción (MP)	
	m^3/mes	US$/Cliente - mes	US$/($m^3$-día) -mes	US$/Cliente - mes	US$/Mil m^3
A	Hasta 100	0.43	-	3.80	53.98
B	101-19 000	134.95	-	-	226.06
C	-	-	0.33	-	22.05
D	Mayor a 19 000	-	2.08	-	137.23

Fuente: Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

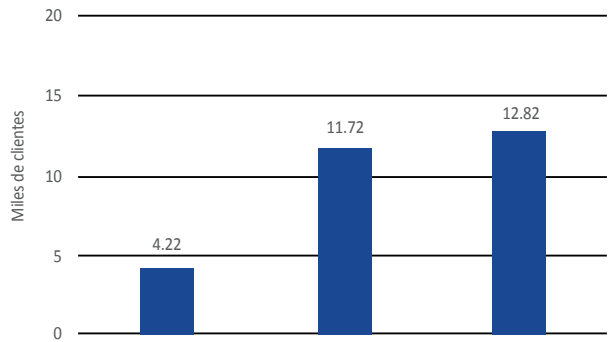
Entre 2017 y 2019, la cantidad acumulada de clientes residenciales habilitados se triplicó, incrementándose en 8598. En tanto, durante el periodo 2018-2019, el aumento del número de habilitaciones fue solo de 1100 clientes (ver **gráfico 3-26**).

Gráfico 3-25:
Número acumulado de clientes residenciales de Naturgy



Fuente: GTR-Osinergmin[31] (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 3-26:
Número acumulado de clientes residenciales habilitados de Naturgy



Fuente: DSR-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

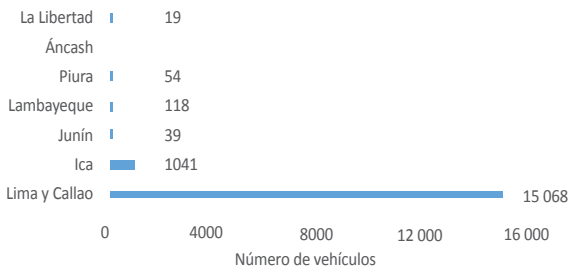
RECUADRO 3-4
Conversiones de vehículos a GNV en el Perú

Supervisión de estación de servicio de venta de GNV. Foto: GCRI-Osinergmin.

De acuerdo con estadísticas de Infogas (Cofide) publicadas en su Reporte Estadístico Mensual de setiembre de 2020, 92.2% de las conversiones de vehículos a GNV de todo el país se hizo en Lima y Callao. Ica es el segundo departamento que reporta mayor incidencia (6.4%).

En la zona norte, La Libertad, Piura y Lambayeque concentran en conjunto apenas 1.2% del total registrado a nivel nacional. Cabe destacar que se han reportado conversiones vehiculares en siete departamentos del Perú y solo en seis de ellos existen talleres de conversión disponibles.

Gráfico 3-27:
Vehículos convertidos a GNV, 2019



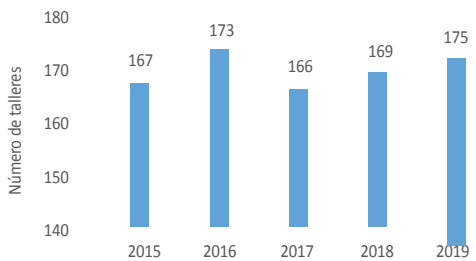
Fuente: Cofide (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 3-5
Talleres de conversión de vehículos a GNV en el Perú

Monitoreo de grifos de GNV. Foto: GCRI-Osinergmin.

Según estadísticas de Infogas (Cofide), a diciembre de 2019 existían 175 talleres de conversión de vehículos a GNV, seis más que en el año previo. En 2016 se registró una cantidad de talleres similar a la de 2019 (173). No obstante, esta se redujo en siete durante el año siguiente.

Gráfico 3-28: Talleres de conversión



Fuente: Cofide (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

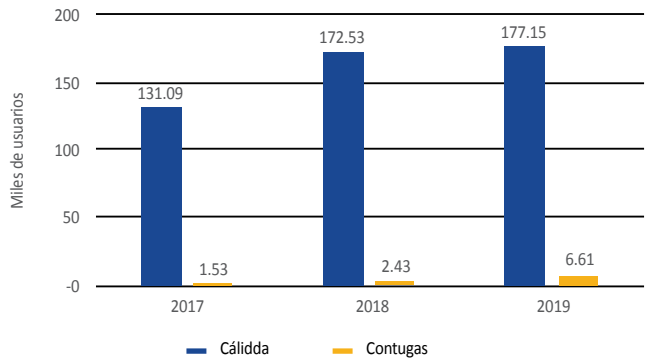
3.2.5. Los programas de masificación

El crecimiento exponencial del número de usuarios residenciales en las concesiones de distribución de gas natural de Lima y Callao e Ica puede explicarse por los programas de masificación del uso de gas natural que se han aplicado: el Mecanismo de Promoción y el BonoGas.

El Mecanismo de Promoción fue el primer programa de masificación que se implementó en Lima y Callao. Consiste en otorgar descuentos monetarios a usuarios residenciales de los segmentos socioeconómicos C, D y E según la estratificación realizada por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Estos permiten financiar el derecho de conexión y la acometida.

De manera complementaria al Mecanismo de Promoción se creó el BonoGas, un programa social que tiene como objetivo dar acceso al servicio de gas natural de consumo residencial. Sus fondos provienen del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Para el caso de Lima financia solo instalaciones internas, mientras que en Ica financia el Servicio Integral de Instalación Interna (acometida, derecho de conexión e instalaciones internas). A 2019, 183 763 clientes residenciales se han visto beneficiados por este mecanismo.

Gráfico 3-29: Clientes beneficiados por el programa BonoGas



Fuente: Osinergmin (2020)[32]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Los usuarios deben cumplir con las siguientes condiciones para acceder al financiamiento del BonoGas:

- Tener redes de tuberías de gas natural frente al predio (redes de gas natural residencial cercanas).

- La vivienda debe ser calificada dentro de los estratos medio, medio bajo y bajo según el plano estratificado a nivel de manzana por ingreso *per cápita* del hogar elaborado por el INEI.

El financiamiento del BonoGas será devuelto mediante el recibo de consumo de gas natural, de acuerdo con lo que indica la **tabla 3-5**.

El precio máximo del Servicio Integral de Instalación Interna a ser cubierto por el FISE es calculado anualmente por Osinergmin. Debe ser respetado por todas las empresas instaladoras con convenio para el financiamiento del BonoGas. La instalación de la tubería puede ser empotrada o estar a la vista, la elección será del usuario y cada modalidad tiene diferentes costos.

Luego de explorar aspectos generales sobre la exportación de gas natural y la evolución de su demanda interna en esta sección, en el capítulo siguiente se abordará el marco normativo de la supervisión de la industria de gas natural en el país.

Tabla 3-5: Financiamiento y Devolución del BonoGas

Estrato	Financiamiento	Devolución
Bajo	100%	0%
Medio bajo	100%	25%
Medio	100%	50%

Fuente: FISE. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 3-6
Partes de una instalación interna

Las partes de una instalación interna se encuentran definidas en el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM, tal como se detalla a continuación:

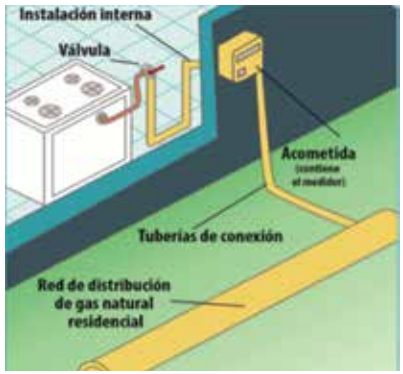
- **Las Instalaciones Internas.** *Las Instalaciones Internas se inician a partir de la Acometida, sin incluirla, y se dirigen hacia el interior del predio. En caso la Acometida se encuentre en el interior del predio del Consumidor o en una zona de propiedad común en el caso de viviendas multifamiliares, las Instalaciones Internas podrán comprender también tramos de tubería que anteceden a la Acometida. (…) (Ver el literal b del artículo 71).*

- **Derecho de Conexión.** *Es aquel que adquiere el Interesado para acceder al Suministro de Gas Natural dentro de un Área de Concesión, mediante un pago que es regulado por el OSINERGMIN de acuerdo con la naturaleza del servicio, magnitud del consumo o capacidad solicitada, o la distancia comprometida a la red existente.*

  Este pago obliga al Concesionario a efectuar la conexión en plazos no mayores a los señalados en el presente Reglamento, y otorga un derecho al Interesado sobre la capacidad de Suministro solicitada desde el Sistema de Distribución, siempre que se encuentre vigente el Contrato de Suministro entre el Consumidor y el Concesionario (ver el artículo 2.36).

- **Acometida.** *Instalaciones que permiten el Suministro de Gas Natural desde las redes de Distribución hasta las Instalaciones Internas. La Acometida tiene entre otros componentes: los equipos de regulación, el medidor, la caja o celda de protección, accesorios, filtros y las válvulas de protección. La Acometida será de propiedad del Consumidor y es operada por el Concesionario (ver el artículo 2.1).*

Ilustración 3-1: Partes de una instalación interna



Fuente y elaboración: FISE.

Tendido de red de acero de alta presión Contugas. Foto: Enermin Audi.

04 NORMATIVA EN EL SECTOR DE GAS NATURAL

El marco normativo de la supervisión de la industria de gas natural en el país es esencial para el correcto desempeño de las empresas dedicadas a este sector y su crecimiento, así como para salvaguardar los derechos de los consumidores. Osinergmin presta especial atención a las normas y las aplica tratando de mejorar cada día en el camino la tarea encomendada.

Quema de gas de venteo en estación de lanzamiento y recepción de PIG. Foto: Enermin Audi.

CAPÍTULO 4

NORMATIVA EN EL SECTOR

Entre las competencias de Osinergmin se encuentra la fiscalización del cumplimiento de los contratos derivados de los procesos de inversión privada relacionados a las actividades del sector gas natural.

4.1. NORMATIVA DE LA SUPERVISIÓN DE CONTRATOS DE CONCESIÓN DE GAS NATURAL

Las actividades de Osinergmin se sustentan en la Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de Inversión en Energía[1], y en su Reglamento General, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM[2]. Asimismo, el Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM[3], establece que esta función es desarrollada por la División de Supervisión de Gas Natural (DSGN) de la Gerencia de Supervisión de Energía (GSE).

La fiscalización del cumplimiento de las obligaciones contenidas en los contratos de concesión, autorizaciones y contratos de compromisos de inversión se ha venido desarrollando mediante requerimientos de información e inspecciones en campo. Sin embargo, la asimetría de la información entre Osinergmin y los agentes supervisados sobre el cumplimiento de las mencionadas obligaciones generaba dificultades para su ejercicio, evidenciando la necesidad de contar con lineamientos específicos que guíen el procedimiento de fiscalización.

En este contexto, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 166-2020-OS/CD, se aprobó el "Procedimiento para la fiscalización de contratos y autorizaciones del subsector eléctrico y contratos de concesión en las actividades de gas natural", que se aplica a la fiscalización de las obligaciones de los agentes fiscalizados que cuentan con contratos de concesión para el desarrollo de actividades de transporte y/o distribución de gas natural por red de ductos. Así, comprende las siguientes etapas: i) construcción, ii) puesta en operación parcial y/o comercial y iii) operación, explotación de bienes de la concesión y mantenimiento.

4.2. NORMATIVA DE LA SUPERVISIÓN DEL PROCESAMIENTO DE GAS NATURAL

La industria energética se caracteriza por ser dinámica. El procesamiento de gas natural

Es necesario monitorear continuamente las necesidades del sector, a fin de adecuar la normativa a la realidad del mercado. En respuesta a ello, el Decreto Supremo N° 023-2015-EM que modifica el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos, estableció la necesidad de implementar sistemas instrumentados de seguridad como una nueva capa de prevención.

ha evolucionado y desarrollado sistemas de seguridad. Por ejemplo, capas de protección para prevenir y mitigar los riesgos propios de las actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos, evitando incidentes que puedan dañar el ambiente, a los trabajadores, instalaciones (equipos), y a las comunidades aledañas.

Por tal motivo, es necesario monitorear continuamente las necesidades del sector, a fin de adecuar la normativa a la realidad del mercado. En respuesta a ello, el Decreto Supremo N° 023-2015-EM, que modifica el Reglamento de Normas para la Refinación y Procesamiento de Hidrocarburos[4], estableció la necesidad de implementar sistemas instrumen-tados de seguridad como una nueva capa de prevención.

Mediante el Decreto Supremo N° 023-2015-EM se dispone que las instalaciones que se encuentran dentro del alcance del reglamento mencionado deben contar con un sistema de gestión de seguridad de procesos tomando como referencia al estándar OSHA 1910.119 sobre gestión de productos químicos altamente peligrosos. Asimismo, se encarga a Osinergmin el desarrollo de las disposiciones que resulten necesarias para la implementación del sistema.

Ante el encargo recibido, Osinergmin ha buscado la uniformización de los sistemas para la gestión de seguridad de procesos en instalaciones de refinación y procesamiento existentes, y el resultado ha sido plasmado en la Resolución de Consejo Directivo N° 203-2020-OS-CD que aprueba las "Disposiciones para la implementación de un sistema de gestión de seguridad de procesos en las instalaciones donde se realizan actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos"[5]. Osinergmin requiere así de personas naturales o jurídicas inscritas en el Registro de Hidrocarburos para realizar actividades de refinación y/o procesamiento de hidrocarburos con procesos y equipos que utilicen un líquido o gas inflamable en una cantidad de 4535 kilos (10.000 libras) o más, o que involucren un compuesto químico que alcanza o supera determinado umbral, la elaboración de procedimientos para el desarrollo, implementación, medición y evaluación de cada uno de los siguientes aspectos:

- Participación de los empleados
- Información de seguridad del proceso
- Análisis de peligros del proceso
- Procedimientos operativos
- Capacitación del empleado
- Responsabilidad de los subcontratistas y de los agentes fiscalizados
- Revisión de la seguridad antes de la puesta en marcha
- Integridad mecánica

Estación de lanzamiento y recepción de PIG de limpieza para la integridad de ductos. Foto: Enermin Audi.

- Permisos de trabajo en caliente
- Gestión de cambios
- Investigación de incidentes
- Planificación y respuesta a emergencias
- Auditorías de cumplimiento
- Información confidencial
- Cultura de la seguridad de procesos
- Medición de la efectividad del sistema de gestión de seguridad de procesos

No obstante, el sistema no es obligatorio para los procesos que se ubiquen en instalaciones remotas y usualmente desocupadas. Las instalaciones que utilicen un líquido o gas inflamable se encuentran exceptuadas del sistema cuando los combustibles derivados de hidrocarburos son utilizados únicamente para consumo propio y no como parte de un proceso que contenga un compuesto químico altamente peligroso. Cabe mencionar que el incumplimiento de esta normativa es considerado una infracción administrativa sancionable por el Osinergmin.

Osinergmin ha buscado la uniformización de los sistemas para la gestión de seguridad de procesos en instalaciones de refinación y procesamiento existentes, y el resultado ha sido plasmado en la Resolución de Consejo Directivo N° 203-2020-OS-CD que aprueba las "Disposiciones para la implementación de un sistema de gestión de seguridad de procesos en las instalaciones donde se realizan actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos".

La implementación y operación correcta del sistema de gestión de seguridad de procesos coadyuvará a mejorar la seguridad en las instalaciones donde se realizarán actividades de refinación y procesamiento. Por otro lado, conviene destacar que la gestión de seguridad de procesos incrementa la seguridad a nivel de prevención, con lo cual Osinergmin tiene la prerrogativa de realizar acciones de fiscalización a las capas de prevención de incidentes y de mitigación.

Por lo tanto, el establecimiento de "Disposiciones para la implementación de un sistema de gestión de seguridad de procesos en las instalaciones donde se realizan actividades de refinación y procesamiento de hidrocarburos", aprobado mediante Resolución de Consejo Directivo N° 203-2020-OS-CD, permitirá la identificación de malas prácticas y la prevención de incidentes.

4.3. NORMATIVA DE SUPERVISIÓN REMOTA DE LAS ACTIVIDADES DE GAS NATURAL

En el marco de las disposiciones normativas relativas a la Emergencia Sanitaria y al Estado de Emergencia nacional decretado en el país que incluían aislamiento social obligatorio, restricciones a la libertad de tránsito, circulación vehicular y la suspensión de plazos en los procedimientos a cargo de las distintas entidades, Osinergmin elaboró un protocolo para desarrollar las acciones de fiscalización durante la vigencia del estado de emergencia nacional.

Así, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 033-2020-OS/CD publicada el 28 de marzo de 2020, se aprobó el "Protocolo de supervisión de Osinergmin durante el Estado de Emergencia nacional decretado en el país como consecuencia del brote del Covid-19", el cual fue modificado posteriormente mediante las Resoluciones de Consejo Directivo N° 037-2020-OS/CD, N° 046-2020-OS/CD y N° 066-2020-OS/CD, con la finalidad de adecuarlo a las nuevas disposiciones que fueron emitidas durante este periodo.

Es importante señalar que, si bien este protocolo fue dado en el marco del Estado de Emergencia nacional, se desarrollaron herramientas aplicables a la actividad de fiscalización de manera general, es decir, también fuera de un contexto de emergencia nacional. La supervisión remota en gabinete fue una de ellas, definida como la comprobación de la información que obra en las bases de datos de Osinergmin o que haya sido reportada o registrada por los agentes supervisados. En esta se resalta el empleo de tecnologías de la información y comunicaciones, tales como los sistemas y plataformas implementados por Osinergmin a los que tienen acceso los agentes supervisados, incluyendo llamadas telefónicas, videoconferencias u otros medios que permitan generar un registro.

4.4. NORMATIVA DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

El desarrollo de un mercado pasa por distintas etapas, siendo la primera la de crecimiento (lo que se puede medir por el número de conexiones y de la cobertura)

y, posteriormente (o de manera paralela cuando el mercado es un poco más maduro), la etapa de incorporación de reformas para lograr otros beneficios para el consumidor (se pueden medir mediante el precio, tiempos de atención, entre otros indicadores), que en el caso peruano se dio a partir de 2015.

La cobertura actual del servicio de distribución de gas natural se ubica en 40% en Lima y el Callao luego de casi 15 años de operación, en 30% en Ica luego de 10 años y en 20% en la Concesión Norte y menos de 5% en la Concesión Suroeste (ambos con una operación de tres años). La etapa de crecimiento aún se viene desarrollando, reflejo de ello es el Decreto Supremo N° 017-2015-EM, que modifica e incorpora diversas disposiciones, como las vinculadas a la distribución y transporte de gas natural, entre otras. Incide además en la cobertura, en la seguridad de la construcción y en un aspecto propio de la segunda etapa del sector referido a la calidad del servicio de distribución.

En 2016, se mantuvo la atención en la cobertura, la seguridad y los atributos valorados por el consumidor en materia de calidad del servicio, tiempo de acceso y facturación, así como en el costo de las instalaciones internas mediante convenios suscritos por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), adoptando el Ministerio de Energía y Minas (Minem) una política de masificación, principalmente en los estratos socioeconómicos más bajos (medio, medio-bajo y bajo)[6].

Mediante el Decreto Supremo N° 010-2016-EM se modificó el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y se emitieron disposiciones vinculadas a la masificación del gas natural. Asimismo, por medio del Decreto

Estación de regasificación de GNL. Foto: Enermin Audi.

Supremo N° 012-2016-EM se modificó el Reglamento de la Ley N° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el FISE.

Adicionalmente, en 2018, el Minem emitió disposiciones a fin de otorgar flexibilidad en la ejecución de los compromisos para ejecutar la instalación de la red pública para contribuir al incremento de la cobertura. Así, el Decreto Supremo N° 037-2018-EM incorporó y modificó disposiciones del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-99-EM.

Por otra parte, en 2015 y 2016, Osinergmin emitió disposiciones para incorporar nuevos instrumentos, como la supervisión del crecimiento de la red pública, así como otras referidas a calidad y seguridad del servicio de distribución.

Con respecto a las normas relacionadas con la cobertura del servicio de distribución (red pública), mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 283-2015-OS/CD se aprobó el ´´Procedimiento para la supervisión del Plan Quinquenal de Inversiones (PQI)´´, determinándose los respectivos Planes Anuales, el cual establece disposiciones sobre el reporte de ejecución de las obras que deberá presentar el concesionario; y otras para evaluar y calificar las excepciones de cumplimiento de la ejecución del Plan Anual de Inversiones.

Asimismo, la Resolución de Consejo Directivo N° 299-2015-OS/CD aprobó el

"Procedimiento para la liquidación del PQI de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos", determinándose un "Procedimiento para efectuar la liquidación del PQI y los Planes Anuales de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos" que permita evaluar el nivel de cumplimiento en la ejecución de las inversiones en infraestructura consideradas en el PQI aprobado para el periodo regulatorio vigente, según lo establecido en el artículo 63 del Texto Único Ordenado (TUO) del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

En cuanto a las normas relacionadas con el acceso, tiempos de habilitación e instalación interna, la Resolución de Consejo Directivo N° 030-2016-OS/CD aprobó el Reglamento del Registro de Instaladores de Gas Natural. Esta norma i) establece las categorías de los Instaladores Registrados de Gas Natural, los requisitos necesarios para acceder a cada una de las mismas y las actividades que pueden realizar según su categoría; ii) establece el procedimiento aplicable para que se atiendan las solicitudes de inscripción, renovación, modificación y cancelación en el Registro de Instaladores de Gas Natural; y iii) establece las obligaciones derivadas de la condición de Instalador Registrado de Gas Natural y las consecuencias relacionadas con el incumplimiento de alguna de las referidas obligaciones.

Adicionalmente, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 067-2016-OS/CD se aprobaron los Requisitos de Competencia Técnica para la inscripción en el registro de Instaladores de Gas Natural. Deben ser acatados por los interesados en cada una de las categorías a efectos de ser inscritos en el Registro de Instaladores de Gas Natural que se encuentra bajo la administración de Osinergmin.

Por otro lado, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 099-2016-OS/CD se aprobó el Procedimiento para la habilitación de suministros en instalaciones internas de gas natural, estableciéndose los lineamientos para la habilitación de suministros de gas natural en las instalaciones internas, de conformidad con lo señalado en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos aprobado por el Decreto Supremo N° 042-99-EM, cuyo TUO fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM y sus modificatorias.

Con respecto a las normas relacionadas a la seguridad y la calidad del servicio de distribución, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 282-2015-OS/CD se aprobaron las disposiciones para la presentación de información sobre proyectos nuevos, ampliaciones o modificaciones en los sistemas de distribución de gas natural. Esta norma establece las disposiciones aplicables para la presentación de información sobre proyectos nuevos del Sistema de Distribución, así como la ampliación o modificación del mismo, que incluya redes de distribución que transporten gas natural a una presión menor a 20 barg y sus respectivas estaciones que operan a las mismas condiciones de presión.

Mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 289-2015-OS/CD se establecieron disposiciones aplicables a los manuales de diseño, construcción, operación y

Lanzamiento de PIG en líneas de acero. Foto: Enermin Audi.

mantenimiento y de seguridad del Sistema de Distribución de Gas Natural.

En tanto, por medio de la Resolución de Consejo Directivo N° 306-2015-OS-CD se aprobó la Norma de calidad del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, que establece los niveles mínimos de calidad del servicio de distribución de gas natural por red de ductos y las obligaciones de los concesionarios que prestan el servicio de distribución de gas natural por red de ductos que prestan este servicio.

El 30 de diciembre de 2015, mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 307-2015-OS/CD, Norma de contraste y verificación periódica de los medidores de gas natural, se establecieron los lineamientos a seguir para el contraste y la verificación periódica de los medidores de gas natural, en cumplimiento de la normativa vigente.

Por medio de la Resolución de Consejo Directivo N° 306-2015-OS-CD se aprobó la Norma de calidad del servicio de distribución de gas natural por red de ductos, que establece los niveles mínimos de calidad del servicio de distribución y las obligaciones de los concesionarios que prestan el servicio.

De forma complementaria, por medio de la Resolución de Consejo Directivo N° 004-2016-OS/CD, se determinaron los criterios para la calificación del personal que participa en las actividades de distribución de gas natural, definiendo quiénes realizan la supervisión o ejecución de las tareas de diseño, construcción, operación, mantenimiento y abandono, conforme a lo previsto en la Norma ASME B31Q, *Pipeline Personnel Qualification*.

El "Procedimiento para el desarrollo e implementación de un Sistema de Integridad de Ductos para los Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos", aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 005-2016-OS/CD, estableció las disposiciones generales para llevarlo a cabo contemplando los criterios definidos en la Tercera Disposición Complementaria del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos cuyo TUO fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM y modificado por el Decreto Supremo N° 017-2015-EM.

Asimismo, por medio de la Resolución de Consejo Directivo N° 029-2016-OS/CD, "Procedimiento de supervisión y fiscalización del cumplimiento de las normas referidas a la odorización del gas natural en Sistemas de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos", se estableció un procedimiento para la supervisión de la obligación de los concesionarios: odorizar el gas natural en los sistemas de distribución, contemplando los criterios definidos en el Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos cuyo TUO fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM. Se establecen: i) las disposiciones para el control del nivel de odorización por parte del concesionario, así como el procedimiento de supervisión y fiscalización del cumplimiento de la obligación de odorizar el gas natural en los sistemas de distribución, y ii) los requerimientos, plazos, formas y medios de entrega de la información que deben remitir el concesionarios a Osinergmin.

Por otro lado, el "Procedimiento para el inicio de operación de redes del sistema de distribución que operen a presiones iguales o mayores a 20 bar[7]" estableció las disposiciones aplicables para el inicio de operación de las redes de distribución que transporten gas natural a presiones iguales o mayores a 20 bar o cualquier ampliación y/o modificación de estas.

Finalmente, por medio de la Resolución de Consejo Directivo N° 054-2016-OS/CD que aprueba ¨Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final¨, se establecieron criterios generales a los cuales deben ir adecuándose la aplicación tarifaria y la prestación del servicio de distribución de gas natural, a efectos de tener homogeneidad, a fin de proporcionar información exhaustiva al consumidor con respecto a la prestación del servicio, consolidando lo regulado en diversas normas y contratos de concesión.

4.5. PROCEDIMIENTO DE ENTREGA DE INFORMACIÓN SOBRE EL SISTEMA DE INTEGRIDAD DE DUCTOS DE TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS

La infraestructura vinculada con el transporte de hidrocarburos por ductos está

sujeta a una serie de riesgos significativos que pueden provocar accidentes, entre ellos, daños al ambiente, afectaciones negativas a la integridad de las personas o daños económicos a terceros. Es así que, la prevención de fallas en las operaciones y la prestación de un servicio seguro y confiable que garantice la protección de personas, instalaciones y ambiente constituyen un objetivo común para el desarrollo de actividades de la industria energética.

El Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 081-2007-EM, estableció disposiciones referidas al Sistema de Integridad de Ductos, diseñado para administrar la aplicación de las normas que rigen las actividades de hidrocarburos con el objetivo de disminuir los riesgos de fallas y los incidentes que atenten contra la seguridad y el ambiente. En su desarrollo, el reglamento dispone que Osinergmin estará a cargo de la supervisión del sistema y determinará la frecuencia de sus inspecciones de fiscalización requiriendo los reportes, pruebas y documentos que determine para el cumplimiento de sus funciones.

En esa línea, considerando la asimetría de información existente entre Osinergmin y los operadores con respecto a la gestión del sistema, la ingeniería utilizada, la asignación de recursos, entre otros, se identificó la necesidad de contar con un procedimiento para un mejor ejercicio de la labor de supervisión encargada, lo cual a su vez permitiría la verificación del cumplimiento de las obligaciones relacionadas con la gestión del Sistema de Integridad de Ductos por parte de la DSGN y la División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos (DSHL).

La prevención de fallas y la prestación de un servicio seguro y confiable son el objetivo común para el desarrollo de actividades de la industria energética.

Sistema de odorización de Gas Natural. Foto: Enermin Audi.

Por tal motivo, en ejercicio de su función normativa, Osinergmin ha elaborado el proyecto denominado “Procedimiento de entrega de información sobre el sistema de integridad de ductos de transporte de hidrocarburos”[8], el cual tiene como propósito determinar los plazos, formas y medios de entrega de información, reportes y documentos que deben ser presentados para la supervisión del sistema, conforme al Decreto Supremo N° 081-2007-EM, sus normas modificatorias o complementarias y demás normas aplicables.

Así, el citado proyecto normativo propone, principalmente, establecer la obligación de los concesionarios del servicio de transporte por ductos, los operadores autorizados para ductos principales, los operadores autorizados para ductos de uso propio y los titulares del contrato de licencia o servicios que cuenten con sistemas de recolección e inyección. Además, se debe presentar a

Osinergmin el Manual de Integridad que contiene los lineamientos del sistema y los planes, programas, procedimientos e instructivos que componen el Programa de Gestión de Integridad. Finalmente, remitir el reporte de actividades del año siguiente y el informe de resultados del año anterior. Una infracción de cualquiera de estos pasos constituiría una falta administrativa sancionable.

4.6. NORMATIVA DE LA REGULACIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL

En la presente sección se desarrolla la normativa aplicada en el sector de gas natural en el Perú. En cumplimiento de sus funciones regulatorias, las acciones de Osinergmin se guían por los siguientes 12 principios contenidos en el Reglamento General de Osinergmin, aprobado por Decreto Supremo N° 054-2001-PCM:

- **Libre acceso:** Garantiza, al consumidor, el libre acceso a los servicios públicos de energía.
- **Neutralidad:** Vela por la neutralidad de las actividades que desarrollan las personas naturales o jurídicas sujetas a fiscalización y/o regulación.
- **No discriminación:** Garantiza que las personas naturales o jurídicas bajo su competencia no sean discriminadas.
- **Actuación basada en el análisis costo – beneficio:** Garantiza que las acciones del regulador sean evaluadas para asegurar su racionalidad y eficacia.
- **Transparencia:** Busca que las decisiones del regulador sean conocibles y predecibles.
- **Imparcialidad:** Vela que casos o situaciones semejantes sean tratados de manera similar.
- **Autonomía:** Consiste en que el regulador no esté sujeto a ningún mandato imperativo de cualquier otro órgano o institución del Estado.
- **Subsidiariedad:** Asegura que el regulador intervenga solo cuando los mecanismos de libre competencia perjudiquen los intereses de los consumidores.
- **Supletoriedad:** Asegura que las disposiciones regulatorias y/o normativas que dicte el regulador primarán sobre las normas de libre competencia.
- **Análisis de decisiones funcionales:** Busca que las decisiones del regulador sean evaluadas en relación a su impacto en el desarrollo del mercado y la satisfacción de los consumidores.
- **Eficiencia y Efectividad:** Garantiza el logro de los objetivos al menor costo para la sociedad.
- **Celeridad:** Garantiza la resolución de los asuntos y controversias sometidos a consideración del regulador de manera oportuna y en el menor tiempo posible.

Sobre la base de estos principios, se definen los siguientes c**riterios que guían el accionar del Osinergmin respecto a la regulación de tarifas:**

- Desarrollar características de un mercado competitivo como la forma más eficiente para la determinación de los precios.
- Fijar tarifas adecuadas para garantizar un servicio eficiente y una industria de gas natural autosostenida.
- Garantizar la prestación del servicio en el corto, mediano y largo plazo.
- Mantener comunicación con los interesados, especialmente, respecto a las implicancias de la regulación y permitirles discutir sus impactos así como aportes que permitan su mejora.
- Emitir normas con sus respectivos fundamentos (que incluye la publicación de proyectos para recibir comentarios de los interesados) con la finalidad de que el actuar del regulador sea predecible.

Los principios y criterios señalados han sido recogidos en las diferentes normas que establecen las reglas y criterios para la regulación de tarifas. Las normas relevantes se destallan en el **Cuadro 4.1.**

Osinergmin tiene a su cargo la **fijación de las tarifas de gas natural, como es el caso de la fijación de tarifas de distribución de gas natural por red de ductos en el país.** Este proceso, que se da cada cuatro años, se inicia cuando el concesionario remite su propuesta tarifaria (que le permitirá desarrollar su Plan Quinquenal de Inversiones) a Osinergmin, quien analiza y envía sus observaciones a dicho concesionario. Luego de que el Concesionario levante las observaciones, Osinergmin publica un proyecto de resolución que determina las tarifas y realiza una audiencia pública para sustentar los criterios, metodología y modelos utilizados. Osinergmin recibe las opiniones y comentarios de los interesados para, luego, publicar la resolución que fija las tarifas. Luego, de ser el caso, la entidad recibe los

recursos de consideración de los interesados y convoca a una audiencia pública para la exposición de dichos recursos. Finalmente, Osinergmin emite una resolución que resuelve los recursos de reconsideración (ver ilustración 4-1).

Dentro de dicho proceso tarifario, Osinergmin también aprueba el Plan Quinquenal de Inversiones de las empresas concesionarias, previo pronunciamiento de la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas respecto a la concordancia de los planes propuestos por las concesionarias con la Política Energética vigente. Como parte de la evaluación, se verifica si dichos planes contienen los criterios y contenido mínimo señalados en el artículo 63c del Reglamento de Distribución de Gas Natural.

Cuadro 4-1:
Marco normativo aplicado en el sector gas natural del Perú

Normativa	Temática
Ley N° 26221	Ley orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional (Texto Único Ordenado fue aprobado con Decreto Supremo N° 042-2005-EM).
Ley N° 27133	Ley de promoción del desarrollo de la industria del gas natural.
Ley N° 27838	Ley de transparencia y simplificación de los procedimientos regulatorios de tarifas.
Decreto Supremo N° 040-99-EM	Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural.
Decreto Supremo N° 018-2004-EM	Normas del Servicio de Transporte de Gas Natural por Ductos.
Decreto Supremo N° 081-2007-EM	Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos.
Decreto Supremo N° 042-99-EM Decreto Supremo N° 040-2008-EM	Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos (Texto Único Ordenado aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM).
Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 080-2012-OS/CD	Procedimientos para Fijación de Precios Regulados.
Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 054-2016-OS/CD	Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final.
Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 073-2020-OS/CD	Procedimiento Temporal para el Cálculo del Precio Medio del Gas (PMG) y Costo Medio de Transporte (CMT) aplicables en la Facturación de las Concesiones de Distribución de Gas Natural en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del covid-19.
Resolución de Consejo Directivo Osinergmin N° 193-2020-OS/CD	Modifica la norma "Condiciones Generales del Servicio de Distribución de Gas Natural y de la Aplicación de las Tarifas al Usuario Final" y los procedimientos de facturación aplicables a las concesiones de distribución de gas natural, en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del covid-19.

Fuente: Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 4-1:
Proceso de fijación de tarifas únicas y cargos de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao

Fuente: Osinergmin (2014). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Supervisión en City Gate de Lurín. Foto: GCRI-Osinergmin.

05 IMPACTOS DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

El desarrollo de la industria del gas natural ha permitido generar importantes ahorros económicos e impactos ambientales para distintas actividades económicas en el país. En el sector público, ha contribuido a producir notables ingresos fiscales, mientras que, para el sector privado, la sustitución energética redujo significativamente los costos operativos y el déficit de la balanza comercial de hidrocarburos.

Supervisión del administrador de los bienes del exproyecto GSP-ETSA. Foto: DSGN-Osinergmin.

CAPÍTULO 5

IMPACTOS DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

Este capítulo está orientado a calcular cuatro tipos de efectos económicos derivados de la adopción del gas natural como una nueva fuente energética en el país: macroeconómicos (público y balanza comercial), sectoriales, regulatorios y ambientales. Metodológicamente, en todos los cálculos se generó un escenario contrafactual que captura los resultados que se hubieran obtenido de no haberse desarrollado la industria de gas natural en el país.

5.1. IMPACTO EN EL SECTOR PÚBLICO

Desde el inicio de las operaciones de la industria de gas natural en el Perú, las regalías recaudadas han sido superiores a los US$ 10 200 millones (69% por líquidos de gas natural, LGN; y 31% por gas natural, GN). Hasta 2013, la recaudación por regalías registró una tendencia creciente, alcanzando los US$ 1300 millones; sin embargo, a partir de 2014 se revirtió y se dieron las mayores caídas en las regalías por GN y LGN provenientes del Lote 56 (aproximadamente 10%) (ver **gráfico 5-1**).

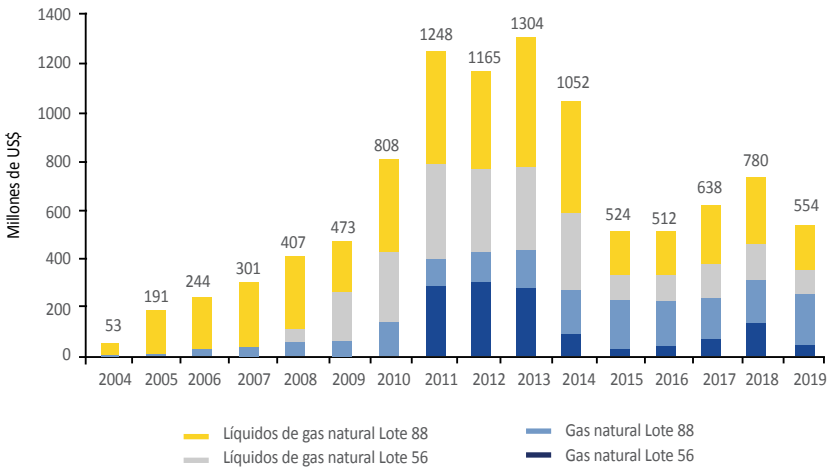
Entre los principales factores de la reducción de las regalías se encuentran la caída del precio internacional del gas natural (Henry Hub), la apreciación del dólar, la caída del precio del petróleo (WTI) y del precio de las materias primas (Banegas, R. y Vergara, R., 2013)[1].

Hasta 2004, la recaudación por regalías de gas natural solo representaba el 4% del total de regalías por hidrocarburos. Al cierre de 2019, aquellas por gas natural y líquidos de gas natural han representado más de 60% (ver **gráfico 5-2**).

Por otra parte, la participación del canon gasífero en el total de transferencias recibidas por los gobiernos locales y regionales registró la misma dinámica de crecimiento que las regalías. Mientras que para 2004, el canon gasífero representaba solo el 2% de las transferencias recibidas por los gobier-

En el sector público, hasta 2004, la recaudación por regalías de gas natural solo representaba el 4% del total de regalías por hidrocarburos. Al cierre de 2019, aquellas por gas natural y líquidos de gas natural han representado más del 60%.

Gráfico 5-1:
Regalías recaudadas por GN y LGN



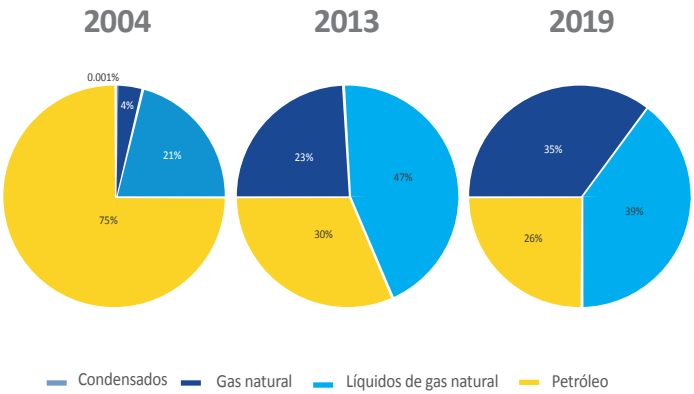
Fuente: Estadística Anual de Hidrocarburos-Perupetro (2004-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

nos locales, para 2013 estas transferencias significaron la décima parte del total percibido (10%). No obstante, debido a las fluctuaciones de las cotizaciones internacionales del gas natural, la caída del precio del petróleo y una apreciación significativa del dólar, la participación del canon gasífero registró una disminución, alcanzando para 2019 aproximadamente el 5% (ver **gráfico 5-3**).

Usos del canon gasífero

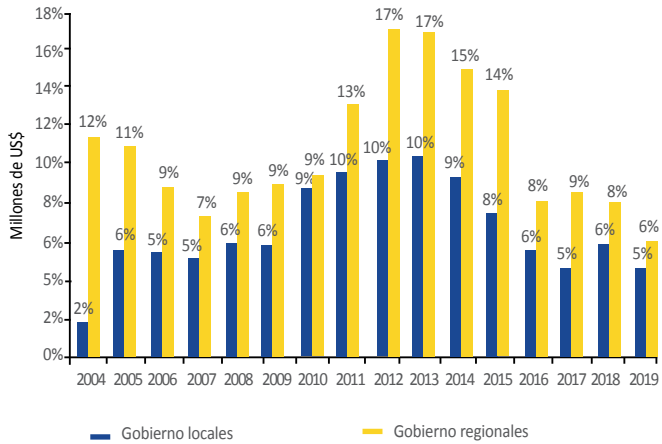
Cusco ha sido la región más beneficiada por el canon gasífero. Durante los primeros años, alrededor del 70% de las transferencias recibidas por este se destinaron a sectores como educación, cultura y deporte. Los sectores agrario y agropecuario también recibieron un fuerte impulso durante todo el periodo (ver **gráfico 5-4**). Por último, el sector de orden público y seguridad también ha recibido, pro-

Gráfico 5-2:
Regalías por hidrocarburo



Total: 2004 (MMUS$ 308), 2013 (MMUS$ 1931) y 2019 (MMUS$ 773).
Fuente: Estadística Anual de Hidrocarburos-Perupetro (2004-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-3: Participación del canon gasífero en el total de transferencias de los gobiernos locales y regionales



Fuentes: Transferencias a los gobiernos nacional, regional, local y EPS- Transparencia Económica-MEF (2004-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

gresivamente, una mayor proporción del canon gasífero, alcanzando cerca del 8% de las transferencias recibidas en 2019.

Beneficios de las regalías y del impuesto a la renta

Durante el periodo 2004-2019, los ingresos fiscales generados por la industria del gas natural alcanzaron los US$ 27 000 millones capitalizados a 2019, siendo aquellos por regalías gasíferas los que tuvieron mayor participación (79%). Hasta 2013, los ingresos fiscales presentaron un crecimiento progresivo. No obstante, la caída de las cotizaciones internacionales generó una reducción en los niveles de facturación de las empresas productoras y exportadoras y, por lo tanto, una baja en los niveles de las regalías e impuestos a la renta (IR) (ver **gráfico 5-5**).

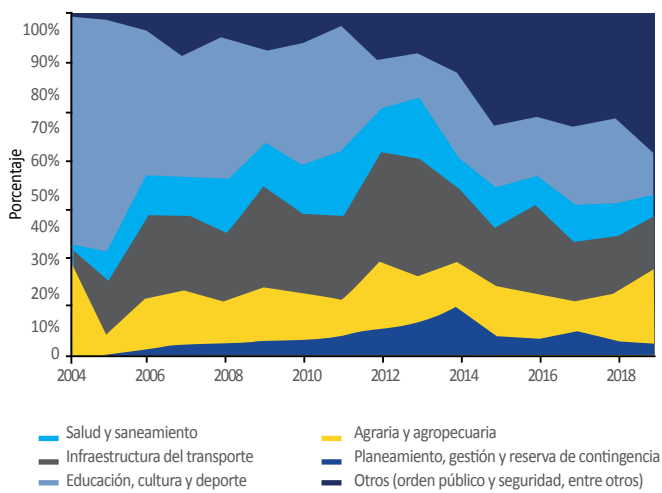
5.2. IMPACTO EN EL SECTOR EXTERNO

En las dos últimas décadas, Perú ha reducido su dependencia energética. Esto se debe al desarrollo del Proyecto Camisea, el cual ha permitido abastecer la demanda energética nacional y convertir al país en un exportador neto en términos de volumen de combustibles, como el gas licuado de petróleo (GLP), las gasolinas naturales y el GNL.

En esta sección se presentan los impactos derivados del desarrollo de la industria del gas natural sobre la Balanza Comercial de Hidrocarburos (BCH). Para tal fin, se retoman los supuestos planteados en el libro **La industria del gas natural en el Perú. A diez años del**

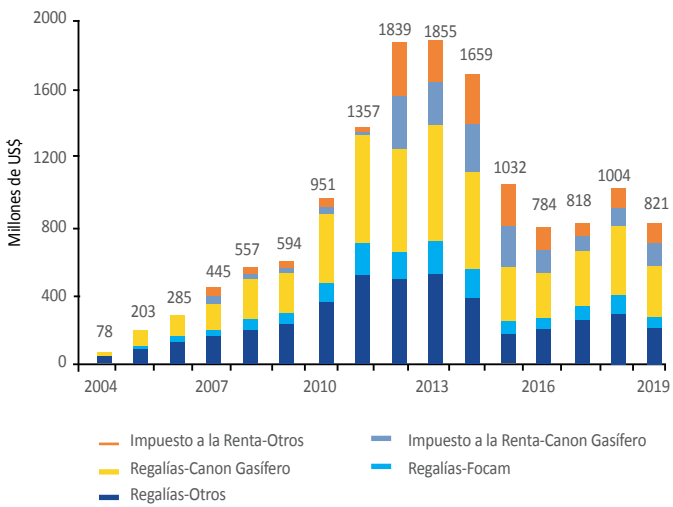
En las dos últimas décadas, Perú ha reducido su dependencia energética. Esto se debe al desarrollo del Proyecto Camisea, que ha permitido abastecer la demanda energética nacional y convertir al país en un exportador neto en términos de volumen de combustibles, como el GLP, las gasolinas naturales y el GNL.

Gráfico 5-4: Ejecución de la inversión pública financiada por el canon gasífero en la región Cusco, por funciones



Fuente: Ejecución del Gasto Transparencia Económica-MEF (2004-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-5: Ingresos fiscales generados por la industria del gas natural



Nota. Para el Focam existen fondos que se destinan al gobierno nacional y todos los montos mostrados corresponden a los montos autorizados.
Fuentes: transferencias a los gobiernos nacional, regional, local y EPS–Transparencia Económica–MEF (2004-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Proyecto Camisea (Tamayo, Salvador, Vásquez y García, 2014), en el cual se presentan dos escenarios para la evaluación: (i) uno real, es decir, la BCH con el Proyecto Camisea; y (ii) uno contrafactual, donde se considera la BCH sin el Proyecto Camisea.

Exportaciones del Proyecto Camisea

De la revisión de las estadísticas sobre el comercio internacional que mantiene el país, se observó que la evolución del valor de las exportaciones de hidrocarburos no ha sido regular. Durante los primeros años, se ha visto un crecimiento sostenido de las exportaciones de GNL y gasolinas naturales. No obstante, durante el periodo 2013-2015 se presenta una caída significativa en el valor de todas las exportaciones de hidrocarburos, consecuencia de la baja de los precios internacionales de los hidrocarburos, tanto del West Texas Intermediate (WTI), como de los principales marcadores para el gas natural, como del Henry Hub, el National Balancing Point (NBP) y el Japan Korea Marker (JKM). Ver **gráfico 5-6**.

Importaciones de GLP

La entrada en operación de la planta de fraccionamiento de Pluspetrol, en 2004, ha permitido que Perú se posicione como un país exportador neto de GLP hasta el 2014, situación distante a lo registrado durante el periodo pre Camisea, en donde solo era posible abastecer al 54% de la demanda nacional (Tamayo, Salvador, Vásquez y García, 2014). En esta línea, se consideran en el escenario contrafactual las importaciones de GLP, por ser el mercado en donde la competencia aumentó por la entrada del gas natural.

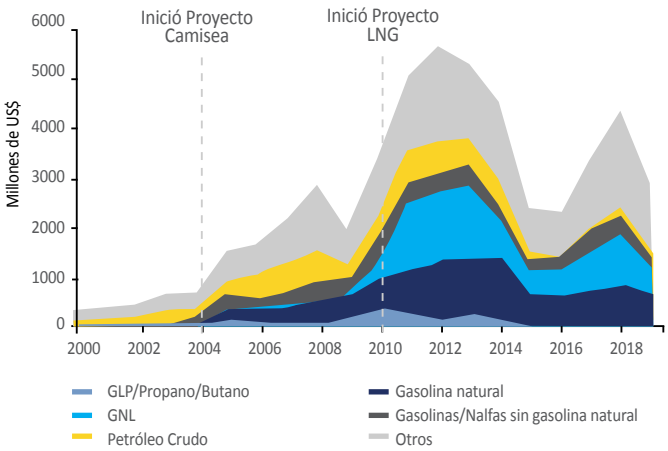
Del mismo modo que en las exportaciones, la valorización de las importaciones se ha visto afectada por la caída de los precios internacionales. Así, al considerar los precios de referencia de importación[2] se observó que las valorizaciones de consumo y producción se han reducido en el escenario real durante el periodo 2013-2015. No obstante, las cantidades vendidas han seguido creciendo, impulsando la recuperación para los siguientes años. Cabe mencionar que desde 2018 existe un déficit de producción para abastecer al mercado nacional de GLP, por lo que aumentó el volumen de GLP importado.

Asimismo, se evidenció que las importaciones potenciales se hubiesen reducido a niveles similares a los calculados para el 2009. Estas importaciones se dan considerando que el Proyecto Camisea no hubiese iniciado operaciones en el país (ver **gráfico 5-7**).

Balanza Comercial de Hidrocarburos

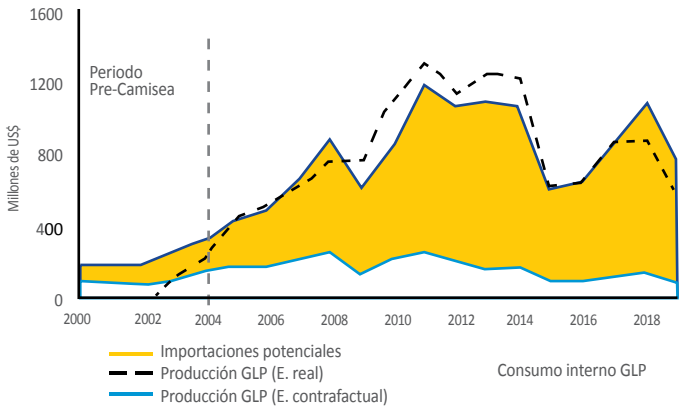
La metodología para determinar el impacto de la BCH se puede dividir en dos

Gráfico 5-6:
Exportaciones de hidrocarburos



Fuente: Informe Estadístico de Upstream y Downstream-Minem (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-7:
Importaciones potenciales de GLP



Fuente: Informe Estadístico de Upstream y Downstream, Minem (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

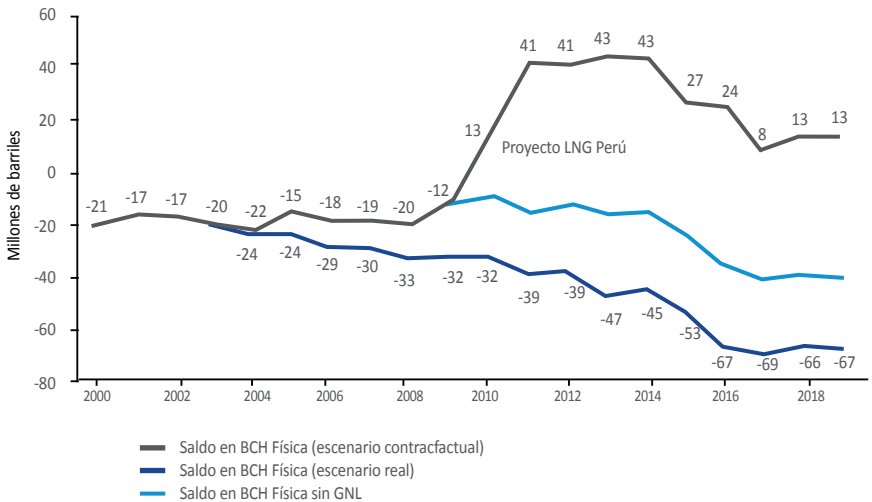
procedimientos según sus componentes. La primera etapa consiste en calcular las exportaciones en el escenario contrafactual, para lo que se resta a las exportaciones reales las exportaciones de GLP, gas natural y el gas natural licuefactado provenientes del Proyecto Camisea. Luego, para las importaciones contrafactuales, se considera las importaciones que se tendrían que haber realizado para poder satisfacer el consumo interno de hidrocarburos, excluyendo la producción interna de GLP abastecida por Pluspetrol (ver **cuadro 5-1**).

Cuadro 5-1: Metodología utilizada en el cálculo del saldo en la BCH por escenarios

Saldo en BCH en el escenario real u observado (ER)	Saldo en la BCH en el escenario contrafactual (ECF)
$BCH_{ER} = X_{ER} - M_{ER}$	$BCH_{ECF} = X_{ECF} - M_{ECF}$ $X_{ECF} = X_{ER} - X_{GLP} - X_{Gasolina\ natural} - X_{GNL}$ $M_{ECF} = M_{ER} + (M_{Potenciales\ GLP} - M_{GLP\ ER})$

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-8: Efecto en la Balanza Comercial de Hidrocarburos del Proyecto Camisea



Fuentes: Precios de Referencia-Osinergmin (2020) e Informe Estadístico de Upstream y Downstream-Minem (2020c).
Elaboración: GPAE-Osinergmin.

A partir de 2014, la BCH, en términos volumétrico, ha venido perdiendo su posición como exportador neto de hidrocarburos, pues los saldos anuales han pasado de 43 a 13 millones de barriles en los últimos cinco años del periodo de análisis.

Por otra parte, la serie celeste del **gráfico 5-8** muestra la evolución del saldo de la BCH física excluyendo las exportaciones de GNL.Esta evidencia la relevancia del GNL para mantener la BCH positiva en términos volumétricos.

En términos monetarios, el impacto acumulado en la BCH ha aumentado en un 42% con respecto a los resultados acumulados a 2013. Así, la valorización del beneficio del desarrollo de la industria del gas natural sobre la BCH alcanzó los US$ 55 083 millones capitalizados a 2019.

Finalmente, es importante señalar que el desarrollo del Proyecto Camisea ha contribuido a reducir el déficit de la BCH, pese a la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos (ver **gráfico 5-9**).

El desarrollo del Proyecto Camisea ha contribuido a reducir el déficit de la BCH, pese a la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos.

5.3. AHORROS EN EL SEGMENTO RESIDENCIAL

Luego de 15 años del inicio de operaciones comerciales del suministro de gas natural en el país, la expansión del segmento residencial ha mostrado una tendencia creciente. Las provincias de Lima y Callao fueron las primeras regiones en beneficiarse de esta fuente energética, para luego expandirse a regiones como Ica, Áncash, Arequipa, Tacna, entre otras.

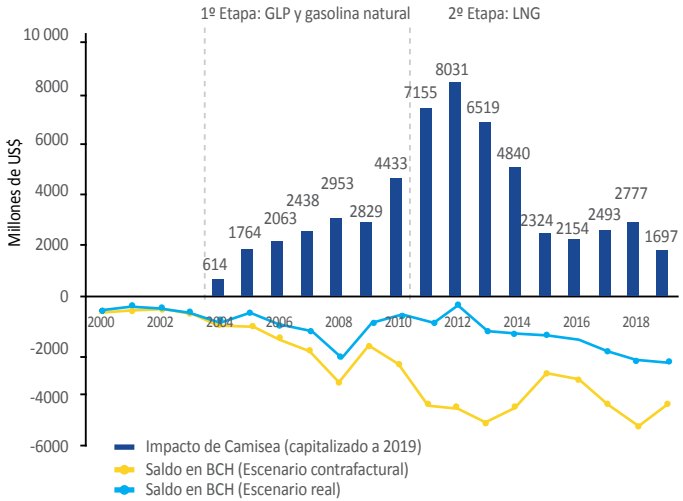
El principal factor que ha motivado esta expansión ha sido el ahorro monetario derivado de la sustitución del GLP en balones por el gas natural. No obstante, es importante resaltar que esta migración conlleva una inversión, la cual incluye el costo del derecho de conexión y de acometida (costos regulados), así como el de la instalación interna. La magnitud de esta inversión generó que, durante los primeros cuatro años, tan solo 11 000 hogares se conectaran a este servicio público (ver **gráfico 5-10**).

A partir de 2010 se implementó el Mecanismo de Promoción[3] en Lima y Callao, cuyo objetivo es generar incentivos económicos que permitan impulsar el proceso de sustitución. Consiste en otorgar descuentos sobre el costo de la acometida y del derecho de conexión para el segmento residencial. De este modo se alcanzó un incremento de más del 100% en las conexiones de gas natural con respecto a 2009. Hasta 2019 este programa ya benefició a más de 600 mil hogares. Por otra parte, en 2014 inició la operación comercial del servicio de gas natural en la ciudad de Ica, donde alrededor de 29 mil hogares fueron habilitados (ver **gráfico 5-11**).

Con el objetivo de generar un segundo impulso al proceso de migración hacia el gas natural, a mediados de 2016 se implementó el programa BonoGas[4], que consiste en subsidiar el costo de instalación interna del gas natural para los sectores socioeconómicos bajo, medio bajo y medio, otorgando un descuento del 100%, 75% y 50%, respectivamente. Gracias a este programa, alrededor de 490 mil hogares han sido beneficiados a 2019 (ver **gráfico 5-10**).

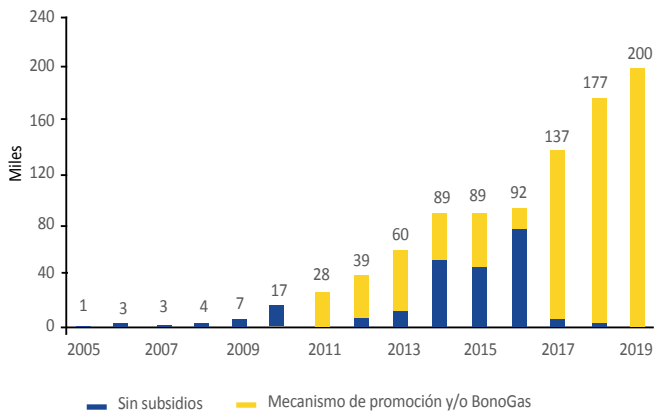
A diferencia de Lima, el descuento del programa BonoGas en Ica contempla la cobertura total del costo por derecho de conexión, el costo de acometida y el costo de la instalación interna, permitiendo que los hogares del sector socioeconómico bajo cuen-

Gráfico 5-9: Efecto en la Balanza Comercial de Hidrocarburos e impacto del Proyecto Camisea



Fuentes: Precios de Referencia-Osinergmin (2020) e Informe Estadístico de Upstream y Downstream, Minem (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

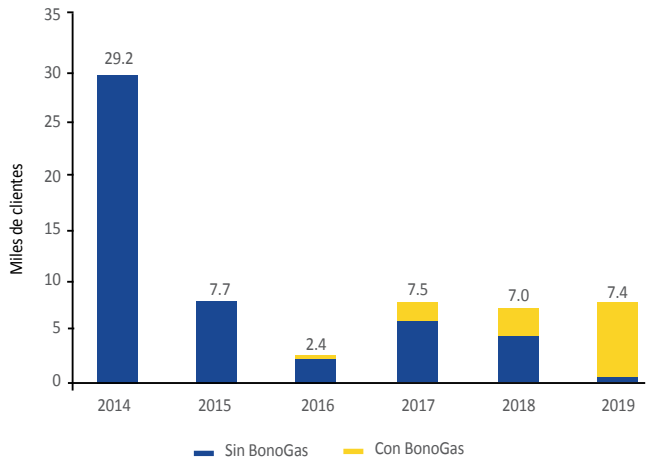
Gráfico 5-10: Evolución de nuevos clientes del sector residencial de gas natural en Lima y Callao



Nota. Los nuevos clientes son el número de consumidores declarados por el Minem en sus informes estadísticos mensuales para Lima y Callao.

Fuentes: BonoGas, Memoria Institucional-Osinergmin, Mecanismo de Promoción DSR-Osinergmin (2016-2019) y clientes sin subsidios e Informe Estadístico, Minem (2020d). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-11:
Evolución de nuevos clientes del sector residencial de gas natural en Ica



Nota. Los nuevos clientes residenciales de Ica son los usuarios habilitados para la región Ica según la Memoria Institucional Osinergmin.

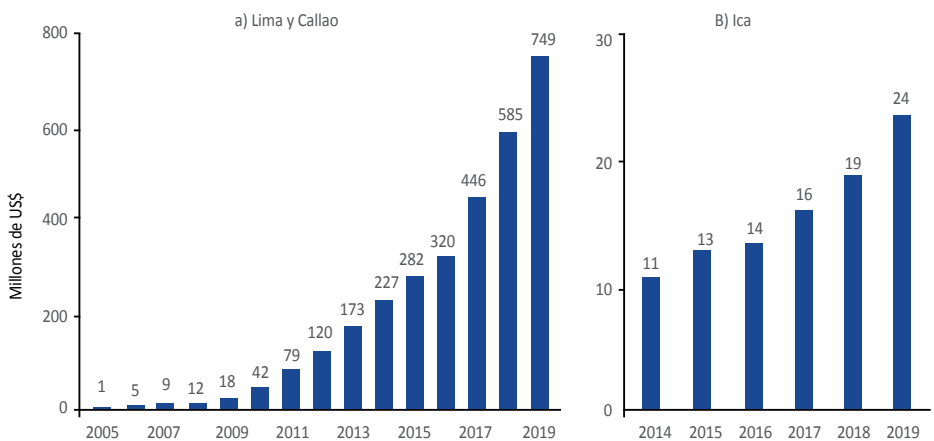
Fuente: Memoria Institucional-Osinergmin (2014-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Con el objetivo de generar un segundo impulso al proceso de migración hacia el gas natural, a mediados de 2016 se implementó el programa BonoGas, que consiste en subsidiar el costo de instalación interna del gas natural para los sectores socioeconómicos bajo, medio bajo y medio.

ten con un subsidio del 100% sobre el costo total; mientras que en los sectores medio bajo y medio el subsidio asciende a 75% y 50%, respectivamente. Sin embargo, el programa aún no registra los mismos resultados obtenidos en Lima, pues a 2019 solo benefició a 10 575 hogares (ver **gráfico 5-11**).

Desde el inicio de la distribución de gas natural en el segmento residencial en Lima y Callao, los ahorros netos acumulados sobrepasan los US$ 740 millones actualizados a 2019[5]. En los primeros cinco años, los ahorros netos por año fluctuaron entre los tres y cuatro millones de dólares. No obstante, a partir de la implementación del Mecanismo de Promoción en 2010, estos ahorros se incrementaron en más del triple, sobrepasando los US$ 30 millones por año hasta 2013 (ver **cuadro A.5-1**); mientras que a partir de la implementación del programa BonoGas, los ahorros netos tuvieron un fuerte impulso, alcanzando montos mayores a los US$ 120 millones anuales (ver **gráfico 5-12**).

Gráfico 5-12:
Ahorros netos acumulados para el segmento residencial según concesión



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Con el objetivo de generar un segundo impulso al proceso de migración hacia el gas natural, a mediados de 2016 se implementó el programa BonoGas, que consiste en subsidiar el costo de instalación interna del gas natural para los sectores socioeconómicos bajo, medio bajo y medio, otorgando un descuento del 100%, 75% y 50%, respectivamente. Gracias a este programa, alrededor de 490 mil hogares han sido beneficiados a 2019.

El segmento residencial en Ica registró un ahorro neto acumulado de más de US$ 23 millones actualizados a 2019 (ver cuadro **A.5-2**). Desde la implementación del programa BonoGas, los ahorros netos registraron una subida significativa, permitiendo mantener los niveles de expansión de este servicio a nivel residencial. Por otro lado, el ratio beneficio-costo en Lima ha sido mayor con respecto a Ica pues por cada dólar que invirtió un cliente residencial en la capital en esta fuente energética alternativa, le retornó US$ 1.3; mientras que en Ica el retorno fue de solo US$ 0.5 adicionales por cada dólar invertido.

5.4. AHORROS EN EL SEGMENTO COMERCIAL

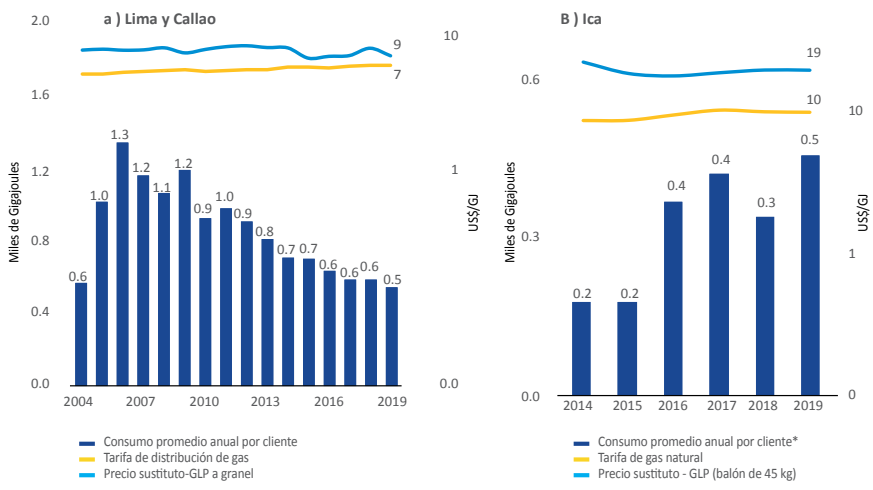
El segmento comercial está representado por empresas cuyo consumo de gas natural está entre los 301 a 19 000 m^3 [6]. Las principales actividades económicas que se desarrollan en este grupo son comercio, panadería, restaurante, entre otros. Las empresas de este segmento no cuentan con programas de apoyo como el Mecanismo de Promoción y/o el programa BonoGas. Sin embargo, existen herramientas de financiamiento que han permitido incentivar la migración del uso de combustibles tradicionales como el GLP[7] hacia el uso del gas natural.

A 2019, en Lima y Callao, este segmento contaba con 3421 empresas que consumieron en promedio 537 giga joules (GJ) de gas natural, registrando un ingreso medio de 228 empresas comerciales al año. Por otro lado, Ica, al ser una región con menor nivel de densidad poblacional que Lima, alcanzó a tener solo 144 empresas comerciales que migraron al gas natural a 2019, las cuales consumieron en promedio 452 GJ.

En Ica, estas empresas se distribuyen principalmente en panaderías, restaurantes y hoteles, clientes de menor nivel de consumo con respecto a los grandes centros comerciales; por lo cual se consideró como combustible sustituto al gas natural el balón de GLP de 45 kg y no el GLP a granel[8] (ver **gráfico 5-13**).

Durante el periodo 2004-2019, los resultados revelan ahorros positivos para este segmento económico, lo cual refleja el beneficio de migrar del uso de combustibles tradicionales hacia el gas natural. De este modo, desde 2004, una empresa de esta categoría ha obtenido un ahorro operativo de US$ 5.2 por cada GJ consumido, lo que significa un ahorro acumulado promedio de US$ 4438 al año en forma agregada; mientras que el ahorro bruto del sector asciende a US$ 245.2 mi-

Gráfico 5-13:
Evolución de las principales variables del sector comercial



* Nota. El consumo por cliente para Ica se determinó del volumen de gas natural reportado por Contugas a Osinergmin. Además, el valor de consumo de 2014 es imputado de 2015, aproximado con información de DSR-Osinergmin.

Fuentes: Anuarios Estadísticos GRT (2014-2019), DSR-Osinergmin (2017) y Minem (2020d). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Esfera de líquidos de gas natural en la planta de Pisco. Foto: DSGN-Osinergmin.

embargo, el ahorro acumulado por consumir gas natural al año asciende a US$ 3050. Esto se debe a que el sector comercial en Ica es menos intensivo en el uso del gas natural, con un consumo promedio anual menor al 40% de lo que usa un comercio en Lima.

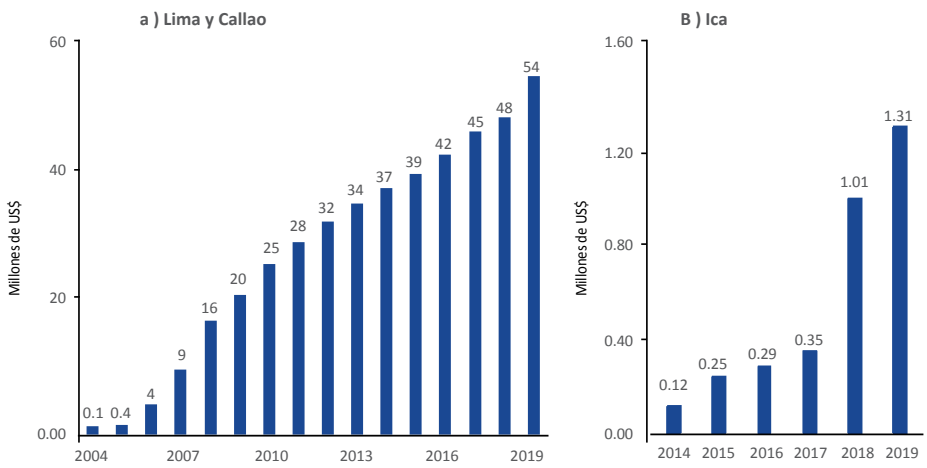
Los ahorros brutos, tanto los realizados a 2019 como los que quedan por realizar a causa del consumo futuro de los comercios convertidos a gas natural, bordean los US$ 6.4 millones capitalizados a 2019. Del mismo modo que en Cálidda, al descontarle los costos y la pérdida de crédito fiscal, se obtiene un ahorro neto acumulado de US$ 1.31 millones a 2019 (ver **gráfico 5-14**). Como consecuencia, cada empresa que haya decidido contar con el servicio de gas natural ha concretado US$ 26 de ahorro neto por cada US$ 100 que ha invertido en la migración al servicio y gastado en el consumo de gas natural.

llones a 2019. Al descontar el costo fijo, el costo de instalación y la pérdida del crédito fiscal (ver **cuadro A.5-3**) se obtuvo un ahorro neto acumulado de US$ 54 millones (ver **gráfico 5-14**).

El índice beneficio-costo (B/C) indica que una empresa que decide migrar al gas natural como recurso para la operatividad de su negocio ahorra US$ 0.3 adicionales por cada dólar que invierte en la migración, los cuales incluyen tanto los ahorros realizados a 2019 como los que quedan aún por realizar a causa de los ahorros futuros.

La empresa Contugas ha duplicado el nivel de usuarios comerciales durante el periodo 2015-2019, los cuales han generado ahorros operativos por US$ 9.5 por cada GJ consumido, un monto mayor que el de Cálidda debido a los diferentes sustitutos considerados en el análisis (ver **cuadro A.5-4**). Sin

Gráfico 5-14:
Evolución de los ahorros netos acumulados del sector comercial



Fuentes y elaboración: GPAE-Osinergmin.

5.5. AHORROS EN EL SEGMENTO INDUSTRIAL

El sector industrial ha sido uno de los más favorecidos por la industria del gas natural, debido a la magnitud de su consumo. En una primera etapa (2004-2013), la dinámica de crecimiento del país y el progresivo aumento del precio de los derivados del petróleo[9] generaron un crecimiento sostenido en la demanda de gas natural para este segmento; mientras que durante el periodo 2015-2019, la tendencia decreciente del precio de los derivados de petróleo y la moderación en el crecimiento de la economía peruana atenuaron el incremento de la demanda industrial de gas natural.

Los comercios, panaderías y restaurantes representan las principales actividades económicas en este segmento. Los ahorros generados por este grupo alcanzaron los US$ 55 millones.

En los primeros años, la expansión de la demanda industrial se concentró en empresas que utilizan hornos y calderos en sus procesos productivos, debido a la mayor competitividad del gas natural; no obstante, la reducción del ahorro operativo de los últimos años ha frenado el crecimiento de nuevas empresas acogidas al servicio (ver **gráfico 5-15**).

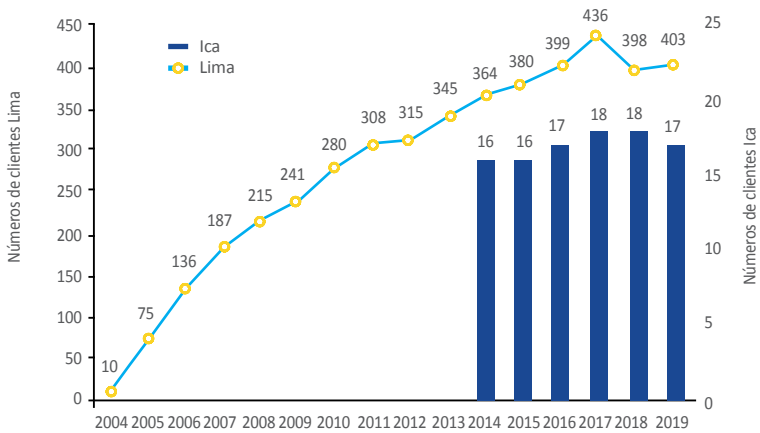
En Lima y Callao, en 2004, el ahorro operativo por el uso del gas natural en sustitución de los petróleos industriales bordeó los US$ 5.3 por GJ consumido. La magnitud se amplió conforme la tendencia de los precios del sustituto fue creciente; no obstante, en los últimos cinco años este diferencial se redujo hasta llegar a US$ 4.9 por GJ consumido a 2019 (ver **gráfico A.5-1**).

Planta de gas natural Malvinas. Foto: Osinergmin.

En el primer año de operación comercial en Ica (2014), el ahorro operativo fue de US$ 8.3 por GJ consumido; sin embargo, la brecha entre el precio del sustituto y la tarifa variable del gas natural para el segmento industrial ha tenido una tendencia decreciente. En efecto, en los últimos años el promedio de la brecha ha sido de US$ 3.5 por GJ (ver **gráfico A.5-2**).

A 15 años de las primeras conexiones de gas natural en el sector industrial en Lima, el impacto económico que ha generado el Proyecto Camisea en este sector ha significado un ahorro acumulado de US$ 10 089 millones actualizados a 2019. Por otro lado, en Ica, a cinco años de las primeras conexiones industriales, se ha generado un ahorro de US$ 202 millones. En ambos casos el valor calculado proviene de los ahorros realizados y los ahorros por realizar de los 420 usuarios industriales que optaron por migrar del uso de petróleos industriales número 6 y 500 al suministro de gas natural (ver **gráfico 5-16**).

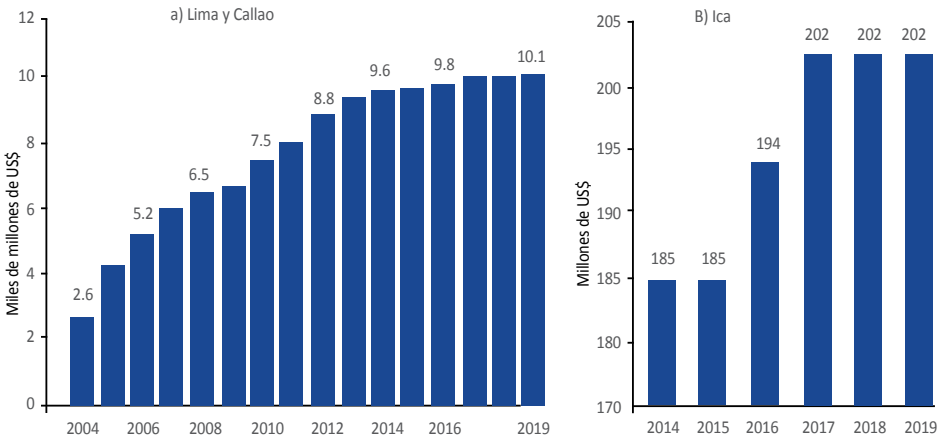
Gráfico 5-15:
Evolución de clientes industriales en Lima e Ica [/1 /2]



Nota. [/1] Para el caso de Lima los clientes pertenecen a las categorías tarifarias C, D y E, mientras que para Ica contempla las categorías D. [/2] Ver la definición de clientes en el **capítulo 3**.

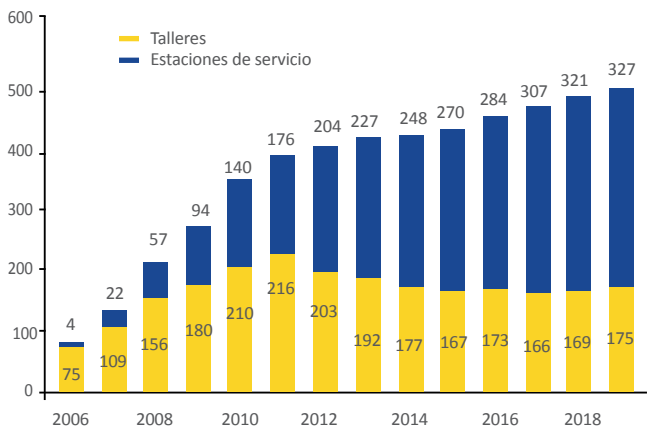
Fuentes: informes estadísticos del Minem (2020d), Lima, y anuarios estadísticos de GRT (2015-2019), Ica. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-16:
Evolución del ahorro neto acumulado según región



Fuentes y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-17:
Evolución de estaciones de servicio y talleres de conversión a gas natural



Fuente: Reporte Estadístico Mensual-Infogas (2020). Elaboración: Osinergmin.

Por otro lado, el ratio B/C para este sector registró un nivel de 4.1 en la capital, es decir, que un usuario industrial generó US$ 3.1 adicionales de ahorro por cada dólar invertido en esta fuente de energía alternativa. En Ica dicho ratio fue de 3.5 (ver **cuadro A.5-5** y **cuadro A.5-6**).

5.6. AHORROS EN EL SEGMENTO VEHICULAR

Al cierre de 2019, este segmento de mercado registró alrededor de 327 estaciones de venta de gas natural vehicular (GNV), 175 talleres de conversión[10] y 295 mil vehículos convertidos, mostrando un crecimiento sostenido desde 2006 (ver **gráfico 5-17**).

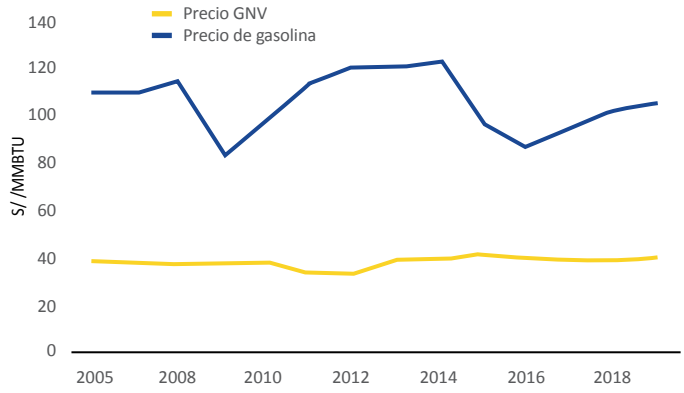
Dentro de los instrumentos económicos que se utilizaron para incentivar el proceso de conversión hacia el GNV se encuentra el acuerdo suscrito entre el Estado y Pluspetrol para determinar un precio promocional de US$ 0.80 por millón de BTU en boca de pozo, el cual estuvo vigente hasta setiembre de 2012.

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

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

Supervisión de instalación de gas natural en vivienda. Foto: GCRI-Osinergmin.

Gráfico 5-18:
Precios promedio del GNV y gasolina de 90 octanos



Fuentes: Gasolina, Reporte Estadístico Mensual-Infogas (2020) y GNV, Información Histórica Anual-Infogas (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

y, en algunos casos, su recambio. Asimismo, la conversión a GNV presenta diferentes sistemas de uso: (i) sistema dedicado, donde el vehículo convertido solamente utiliza GNV; (ii) sistema bi-fuel, que permite el uso tanto de GNV como de otro combustible; y (iii) sistema dual-fuel, que requiere el uso simultáneo de dos combustibles para funcionar. Los vehículos de gasolina convertidos suelen elegir el sistema bi-fuel, pues les permite optimizar de mejor manera su consumo según las situaciones que se presenten.

Los precios del GNV y gasolina de 90 octanos no han registrado la misma evolución. Mientras que el precio de GNV durante una primera fase (2007-2012) presentó una tendencia a la baja (caída promedio de 2.18%), el de la gasolina de 90 octanos evidenció una tendencia al alza durante el mismo periodo (incremento promedio de 2.52%). Este aumento en la brecha de estos combustibles generó mayores ahorros netos para los primeros usuarios que migraron hacia el uso de GNV. Sin embargo, durante una segunda fase (2013-2019) la evolución fue en sentido contrario. Mientras que el precio del GNV tuvo una tendencia alcista (incremento promedio del 3.05%), el sustituto equivalente tuvo una tendencia a la baja (caída promedio del 1.24%), predominando el incremento del precio del GNV sobre la baja del precio de la gasolina de 90 octanos (ver **gráfico 5-18**).

Los ahorros netos para el segmento vehicular han sobrepasado los US$ 7400 millones al cierre de 2019 con un crecimiento promedio anual de 43.2% desde 2006 (ver **cuadro A.5-7**). En los primeros años (2007-2012) se obtuvieron mayores ahorros netos con un promedio de US$ 922.5 millones por año, gracias a la mayor entrada de vehículos de GNV al parque automotor y un mayor

diferencial de costos entre la gasolina de 90 octanos y el GNV. Su valor más alto ocurrió en 2008 con US$ 1489 millones.

A partir de 2013, estos ahorros netos estuvieron por debajo de los US$ 390 millones por año. Entre los factores que generaron esta reducción se encuentran la menor entrada de vehículos de GNV al parque automotor y la disminución de la brecha entre los costos anuales por gasolina de 90 octanos y el GNV. Al cierre de 2019, los ahorros solo fueron de US$ 146 millones (ver **gráfico 5-19**).

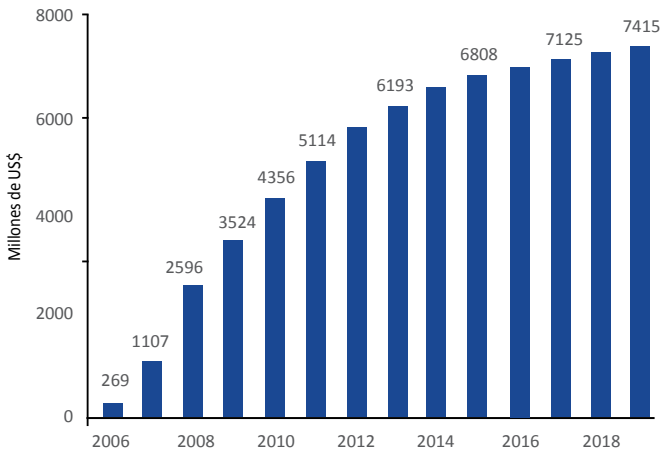
Finalmente, los ahorros brutos realizados para este sector han sobrepasado los US$ 7430 millones, quedando por realizar más de US$ 3108 millones; mientras que el ratio beneficio-costo en el sector vehicular para el periodo de análisis está alrededor de 3.4, equivalente a decir que por cada dólar que invirtió el usuario en convertir su vehículo a GNV le retornó US$ 2.4 adicionales.

5.7. AHORROS EN EL SEGMENTO DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

El desarrollo de la industria de gas natural en el país supuso un cambio importante en la matriz energética, puesto que significó una diversificación de las fuentes primarias y un abaratamiento de los costos de generación. En el año 2000, antes del ingreso del Proyecto Camisea, solo el 4% de la generación eléctrica estuvo producida por gas natural. A partir de 2013, la participación del gas natural evidenció un significativo aumento, pasando a representar el 43% del total producido. Sin embargo, la participación fue menor en 2019, cuando alcanzó un 38% debido a la entrada de centrales que utilizan Recursos Energéticos Renovables (RER) no convencionales, los cuales tienen prioridad en el orden de despacho de energía. A pesar de ello, el gas natural junto al recurso hídrico son los principales componentes de la matriz energética del sector eléctrico (ver **gráfico 5-20**).

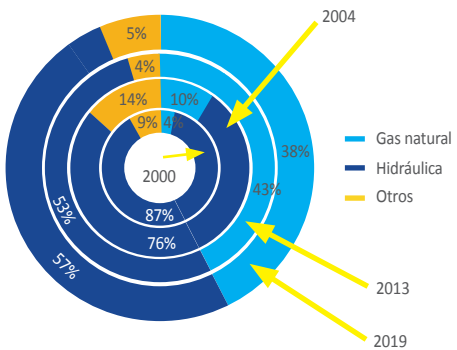
Para estimar el impacto aproximado del Proyecto Camisea en el sector eléctrico, se han tomado los resultados calculados en la estimación realizada en 2014[11]. Esta cuantifica los ahorros generados en el sector eléctrico por una reducción de la tarifa en barra del año 2000 a 2013. Para ello se plantearon dos escenarios teóricos de abastecimiento con el fin de obtener el parque generador óptimo. El primero sin Camisea (contrafactual), el cual considera la existencia y factibilidad de generación a diésel, carbón y fuerza hidráulica como tecnologías disponibles. El segundo con Camisea (observado o real), el cual conside-

Gráfico 5-19:
Evolución del ahorro neto acumulado para el segmento vehicular



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-20:
Evolución de la matriz energética en el sector eléctrico peruano



Nota. 2000 (17 633 GWh), 2004 (21 903 GWh), 2013 (39 439 GWh) y 2019 (52 889 GWh).

Fuente: Estadísticas Anuales del COES (2000-2019). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

ró la existencia y factibilidad de generación a diésel, gas natural a ciclo simple, gas natural a ciclo combinado y fuerza hidráulica, como tecnologías disponibles.

Para cada uno de los escenarios teóricos de abastecimiento se calcularon precios marginales promedio de la energía de cada año desde 2000 a 2013, utilizando la metodología del cálculo del precio en barra de energía. Luego, se estimó el ahorro como porcentaje del precio en barra de la energía del escenario con Camisea con respecto al escenario sin Camisea. Posteriormente, se tomaron estos valores para replicarlos en las tarifas en barra publicadas por la GRT[12].

Como resultado se obtuvo un ahorro neto en generación por la entrada de Camisea de US$ 3081 millones actualizados a 2019[13]. Cabe señalar que no se hizo un nuevo cálculo tomando información de 2014 a la fecha debido a que cada vez se comercializa menos energía para abastecer al mercado regulado utilizando como referencia el precio barra. En efecto, en 2013, del total de energía comercializada para abastecer al mercado regulado, el 40% fue mediante contratos bilaterales, el cual es calculado como el precio de dichos contratos y el precio en barra. En 2020, la participación de los contratos bilaterales se redujo a solo el 4%.

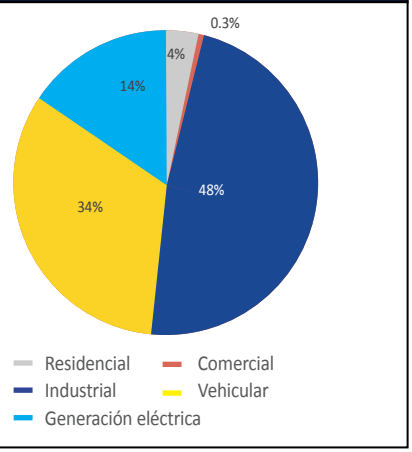
5.8. BENEFICIOS DE LA FUNCIÓN REGULADORA DE OSINERGMIN

De acuerdo con lo señalado por Tamayo *et al* (2014), los altos niveles de inversión y la presencia de economías de escala y de densidad en el segmento de distribución de gas natural generan que este mercado sea considerado un monopolio natural, por lo que la presencia de una sola empresa en el mercado permite alcanzar la eficiencia productiva. No obstante, al ser la única en su área de concesión estará en la posibilidad de ejercer su poder de mercado, estableciendo un precio por encima de su costo marginal y generando una pérdida de eficiencia social (PES). Con el objetivo de reducir esta pérdida social, el Estado cumple un rol de salvaguardar este servicio público, buscando el equilibrio económico y financiero entre la empresa y la sociedad (Schmerler, Salvador, Montesinos y Zurita, 2017).

El impacto de la función reguladora del Osinergmin está constituido por el aporte de dos regulaciones sobre el ahorro de los hogares que consumen gas natural; el primero de ellos es el del proceso de fijación tarifaria 2018-2022, mediante el cual el ente regulador recibió una propuesta tarifaria.

Cuadro 5-2:
Síntesis de los impactos económicos del gas natural, 2004-2019

Segmento	Periodo de análisis	Ahorros netos acumulados (millones de US$)	Participación de cada sector en los ahorros acumulados
Residencial	2004-2019	773	
Comercial	2004-2019	55	
Industrial	2004-2019	10 291	
Vehicular	2006-2019	7415	
Generación eléctrica	2004-2013	3081	
Total		21 615	



[1/] Actualizados a valores de 2019.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Determinación y valorización del beneficio económico

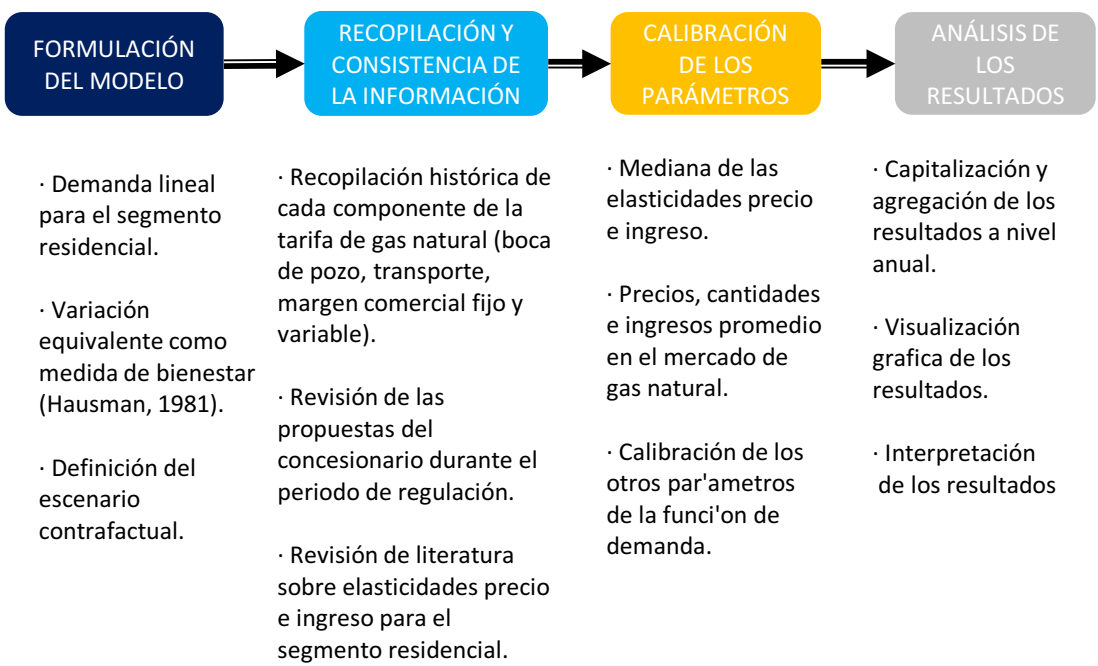
El objetivo de esta sección es estimar el impacto de la función reguladora del Osinergmin en el marco del proceso de fijación de tarifas de distribución de gas natural en el segmento residencial y durante el periodo tarifario 2018-2022. Este se cuantificará a partir de las diferencias entre la tarifa de distribución aprobada por Osinergmin (escenario real) y la tarifa de distribución inicial propuesta por el concesionario Cálidda (escenario contrafactual).

La metodología que se utilizará comprende cuatro etapas. En la primera etapa, se define el escenario contrafactual, el cual simulará el efecto económico que se hubiese generado en el segmento residencial de aplicarse la propuesta tarifaria inicial de Cálidda. Durante este proceso se formuló el modelo matemático que permita cuantificar el cambio en el bienestar de los usuarios residencial de este sector. En la siguiente etapa, una vez definido las variables a ser utilizadas, se recopiló y consistenció la información histórica de estas, entre las principales variables se encuentran el precio en boca de pozo, la tarifa de transporte y márgenes de distribución fija y comercial para las categorías tarifarias A1 y A2. En la tercera etapa, se calibraron los parámetros estructurales necesarias del modelo, para tal fin se utilizó la información histórica recopilada. Finalmente, en la última etapa se capitalizaron los beneficios y se agregaron los resultados para las conclusiones (ver **Ilustración 5-1**).

Los supuestos considerados para el cálculo son los siguientes: (i) una función de demanda lineal para el segmento residencial de gas natural, (ii) el precio de la molécula de gas natural y la tarifa de transporte no varían en los dos escenarios, (iii) la tarifa contrafactual es la propuesta inicial de Cálidda, (iv) la tarifa real y contrafactual evolucionan en función a los mismos factores de actualización y (v) se utilizará la variación equivalente (VE) como medida del bienestar (ver **acápite A.5-1** del **anexo** para más detalles).

En línea con la metodología desarrollada por Hausman (1981) se utilizará la variación equivalente[15] como medida de bienestar debido a que cuantifica la cantidad de ingreso que como máximo estarían dispuestos a pagar los consumidores para evitar la variación de las tarifas. Es decir, se monetiza el bienestar de los consumidores cuando en la situación inicial se enfrenta a la tarifa fijada por Osinergmin ante un escenario de incremento en la tarifa (la propuesta inicial realizada por el concesionario). Esta monetización representa un impacto positivo en el presupuesto familiar debido a las menores tarifas de distribución de gas natural. La variación equivalente se estima a partir de los parámetros de la elasticidad precio e ingreso, la tarifa real y contrafactual, y la

Ilustración 5-1:
Proceso metodológico para la estimación del impacto regulatorio del Osinergmin



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

cantidad de demanda de gas natural real y contrafactual.

Los parámetros de las elasticidades precio e ingreso se obtuvieron de una revisión de la literatura de funciones de demanda de gas natural para el sector residencial. La tarifa real y la tarifa contrafactual se tomaron del proceso regulatorio 2018-2022 (ver **gráfico 5-21**). Asimismo, la demanda real se calculó como el consumo promedio *per cápita* mensual de gas natural en Sm^3. La demanda contrafactual se encontró reemplazando la tarifa contrafactual en la función de demanda lineal (ver **acápites A.5-2** y **A.5-3** en el **anexo** para más detalles).

Asimismo, para la calibración de los parámetros asociado al efecto ingreso, se tomó la mediana del ingreso del hogar como estadístico de tendencia central, la cual fue calculada a partir de la información recopilada por la Encuesta Nacional de Hogares (ENAHO) para la región Lima.

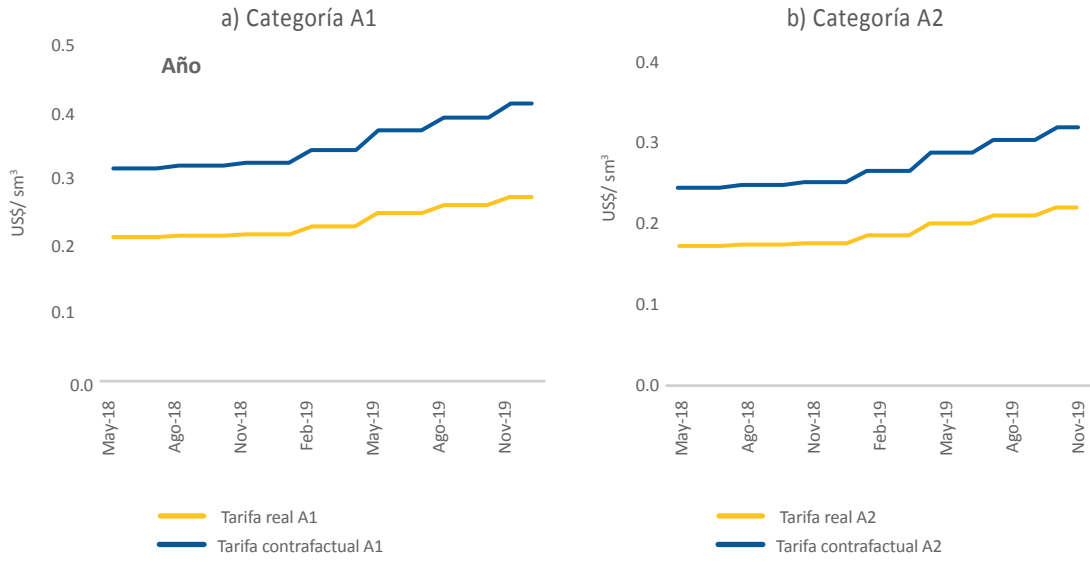
Entre 2018 y 2019, el proceso de fijación de tarifas realizado por Osinergmin posibilitó que los consumidores residenciales enfrentasen menores tarifas, lo cual generó un impacto favorable en el presupuesto de estas familias. El incremento en el bienestar de los consumidores alcanzó un total de aproximadamente US$ 32 millones actualizados a 2019. El **cuadro 5-3** resume el impacto económico atribuible a la labor de Osinergmin en el proceso tarifario para las categorías tarifarias A1 y A2, respectivamente. Este beneficio estimado representa lo máximo que estarían dispuestos a pagar los usuarios residenciales de gas natural para que Osinergmin mantenga el proceso de fijación tarifaria por red de ductos en Lima y Callao.

Cuadro 5-3: Beneficio económico de la labor de Osinergmin en la fijación tarifaria, 2018-2019 (US$ actualizados a 2019 [1])

Año	VE US$ capitalizados a 2019
2018	10 643 317
2019	19 919 744
Total	**31 748 345**

[1] Se utilizó una tasa social de descuento anual de 10.24%.
Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-21: Tarifas reales y contrafactuales para los consumidores residenciales



Fuentes: Osinergmin (2017), GRT-Osinergmin (2019) y Cálidda (2017). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

En 2018 y 2019, la labor de Osinergmin en el proceso de fijación tarifaria del segmento de distribución de gas natural en Lima y Callao habría ayudado a incrementar el bienestar de los usuarios residenciales en aproximadamente US$ 32 millones actualizados a 2019.

5.9. BENEFICIOS DEL PORTAL DE HABILITACIONES DE GAS NATURAL DE OSINERGMIN

Supervisión de instalación de gas natural en vivienda. Foto: GCRI-Osinergmin.

Desde 2005 hasta 2019 se ha evidenciado un crecimiento exponencial del número de habilitaciones del suministro de gas natural[16] otorgado por los concesionarios. En Lima y Callao las habilitaciones de los usuarios residenciales y comerciales se incrementaron de 1651 en diciembre de 2005, a más de 900 000 en diciembre de 2019. No obstante, las demoras en los plazos por parte de Cálidda han sido un problema para conceder la habilitación. Estos retrasos han llegado a alcanzar los 160 días en promedio en 2016: desde que el usuario emite al concesionario una solicitud del suministro hasta que se le habilita el gas natural. Según el procedimiento vigente, estos plazos no deberían pasar de los 16 días hábiles sin contar el periodo de construcción de la instalación interna.

A fin de disminuir las demoras en los plazos, Osinergmin implementó en 2016 (con la aprobación del "Procedimiento para la habilitación de suministros en instalaciones internas de gas natural", en adelante, Procedimiento de Habilitaciones)[17], y el Portal de Habilitaciones de Suministros de Gas Natural, una plataforma electrónica donde se registran todas las actividades e información pertinente para el proceso de habilitación de los usuarios con consumos menores o iguales a 300 m^3/mes. Esta plataforma permite que Osinergmin tenga información completa sobre los tiempos de demora de la concesionaria en todas las habilitaciones de suministro que otorga, y habría adecuado la conducta del concesionario al generar una reducción en los plazos porque cualquier demora es detectada por el regulador.

La reducción de los plazos beneficia al usuario porque podrá contar con gas natural en el tiempo establecido y aprovechar sus atributos, como el de menor precio; lo que supone un incremento en los ahorros de los usuarios residenciales.

Proceso de habilitaciones del suministro de gas natural para un usuario que consume menos de 300 m^3/mes

Como se mencionó anteriormente, la habilitación es el acto mediante el cual el concesionario pone en servicio el suministro de gas natural que fue contratado por el usuario. Sin embargo, antes de otorgar la habilitación hay una serie de etapas. En ella interviene un instalador registrado de gas natural encargado de construir la instalación interna del usuario, además del usuario y el concesionario.

Según el procedimiento de habilitaciones, los pasos a seguir son:

- El usuario debe presentar al concesionario una solicitud de nuevo suministro de gas natural con el fin de suscribir el contrato de suministro.
- El concesionario tiene tres días hábiles para responder y suscribir el contrato

de suministro. Si el nuevo suministro está ubicado en un área geográfica donde existen redes de distribución de gas natural o donde el concesionario promociona contratos de nuevos suministros, dichas solicitudes se considerarán viables técnica y económicamente.

- Una vez suscrito el contrato de suministro de gas natural, el usuario deberá contratar los servicios de la empresa instaladora[18] para que elabore el proyecto de ingeniería de gas natural y la construcción de la instalación interna.

- Luego de la firma del contrato de suministro, en el caso de instalaciones internas residenciales, al concesionario le corresponde construir la tubería de conexión y la acometida en un plazo no mayor a los ocho días hábiles[19].

- Durante la ejecución de la instalación de la tubería de conexión y la acometida, el instalador puede presentar dos tipos de proyectos de ingeniería de gas natural[20]: típico y no típico. El primero corresponde a configuraciones de proyectos presentados por la concesionaria y aprobados automáticamente por Osinergmin. El segundo son configuraciones propuestas por el instalador, para lo cual el concesionario tiene hasta 10 días hábiles para aprobarlos.

- Una vez concluida la construcción de la instalación interna, el instalador presenta la solicitud de habilitación al concesionario.

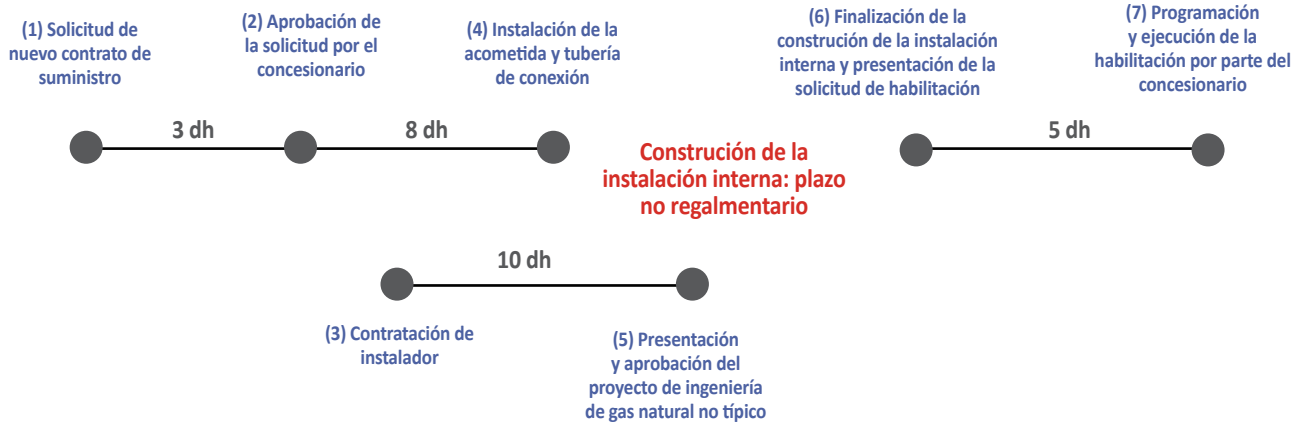
- Luego de recibir y aprobar la solicitud de habilitación, el concesionario programará y ejecutará la habilitación en un plazo no mayor a cinco días hábiles.

En la **ilustración 5-2** se grafica el proceso descrito y además se incluye la actividad relacionada a la construcción de la instalación interna que no tiene un plazo definido.

En resumen, con el procedimiento vigente se tiene un plazo máximo de 16 días hábiles para que el concesionario otorgue la habilitación del suministro a partir de la solicitud presentada por el usuario. Con el procedimiento anterior, el plazo máximo era de 35 días útiles, mucho mayor al plazo vigente. En tal sentido, se destaca que este procedimiento ha permitido reducir los plazos para la habilitación del suministro.

En 2016, la demora en los plazos alcanzó los 160 días cuando un usuario contrataba con un instalador independiente y 121

Ilustración 5-2:
Proceso para habilitar el suministro



Fuente: Procedimiento de Habilitación 2016[21]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

días cuando contrataba con un instalador contratista de Cálidda. Estos periodos de tiempo se cuentan desde que el usuario solicitaba al concesionario el suministro hasta que este último le habilitaba el gas natural. En ambos casos los plazos exceden los 16 días hábiles que establece el procedimiento vigente, sin contar la construcción de la instalación interna.

Portal de Habilitaciones

El Portal de Habilitaciones es una plataforma electrónica donde se registra la documentación e información pertinente para el proceso de habilitación de usuarios con consumos menores e iguales a 300 m^3/mes. El registro de información puede realizarse mediante una plataforma web o un aplicativo móvil.

Con el portal, el ciudadano puede saber el estado de su trámite con la concesionaria, así como los datos de los responsables de cada actividad. También permite que Osinergmin tenga mayor información disponible para realizar monitoreos sobre los tiempos de demora de la concesionaria con respecto a la aprobación de contratos y habilitación de los servicios. Asimismo, se puede conocer en tiempo real el número de habilitaciones realizadas por la empresa instaladora.

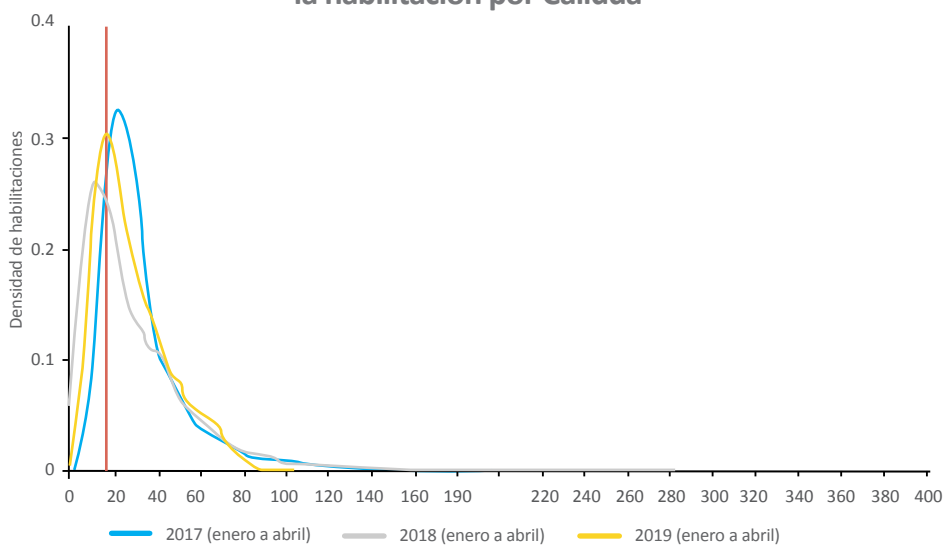
El portal permite hacer más completa y transparente la información que ha permitido corregir la conducta del concesionario. Así, el concesionario tiene un mayor incentivo en reducir los plazos a lo que establece el procedimiento, puesto que cualquier retraso o acción que pueda favorecer a sus empresas contratistas es fácilmente detectado por Osinergmin.

En el **gráfico 5-22** se observa que el impacto del portal en la reducción de los plazos ha sido gradual. En los primeros cuatro meses de 2017, solo el 15% del total de habilitaciones otorgadas por Cálidda se ejecutó dentro del plazo establecido. En promedio, el plazo para aprobar la habilitación fue de 35 días. Asimismo, se evidencian casos de habilitaciones que demoraron más de 10 meses en aprobarse. En los primeros cuatro meses de 2018, el 34% de habilitaciones fueron otorgadas dentro del plazo. El promedio del tiempo en otorgar la habilitación fue de 33 días. Sin embargo, se sigue evidenciando valores extremos que en este caso llegan a alcanzar los 14 meses. De enero a abril de 2019, el 29% de las habilitaciones se otorgó dentro del plazo establecido. Si bien esto supone un menor valor, si se compara con 2018, se destaca la menor presencia de valores extremos, lo que ha permitido reducir el promedio del tiempo en otorgar la habilitación a 29 días (ver **gráfico 5-22**).

Estimación del ahorro en los usuarios por la reducción de los plazos

La reducción de los plazos ha permitido al usuario contar con el suministro de gas natural en un menor tiempo. Esto supone un incremento en el ahorro de los usuarios porque reemplazan con mayor prontitud el GLP por el gas natural. Para estimar el ahorro en los usuarios por la reducción de los plazos se utilizaron los valores de ahorro de los usuarios residenciales por usar gas natural en lugar de GLP, empleados en la sección 5.3 del presente capítulo. Así, en 2016, 2018 y 2019 se tuvo un ahorro mensual de S/ 22.5

Gráfico 5-22:
Densidad del tiempo de demora en otorgar la habilitación por Cálidda



Fuente: DSR-Osinergmin (Portal de Habilitaciones). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

(US$ 6.7), S/ 22.4 (US$ 6.8) y S/ 24.3 (US$ 7.3), respectivamente. Luego se calculó la disminución de los plazos por usuario como la diferencia del plazo que se demoraba la concesionaria en otorgar la habilitación antes de la implementación del portal (2016[22]) con respecto al tiempo efectivo en otorgar la habilitación en 2018 y 2019. Se considera el plazo desde que el usuario solicita el suministro de gas natural hasta que el concesionario lo habilita. La reducción en los plazos fue de 3.4 y 3.9 meses en 2018 y 2019, respectivamente.

Por lo tanto, el ahorro generado por el portal corresponde al producto del ahorro mensual por usar gas natural y la disminución del plazo derivado de la implementación del portal. Luego, este resultado se multiplica por el número de usuarios residenciales. Los cálculos dan como resultado un ahorro en 2018 y 2019 de US$ 4.2 millones y US$ 6 millones, respectivamente (ver **gráfico 5-23**). El ahorro es mayor en 2019, puesto que se registró un importante incremento del número de usuarios residenciales de gas natural. En términos agregados, se estima un ahorro de US$ 10.6 millones capitalizados a 2019.

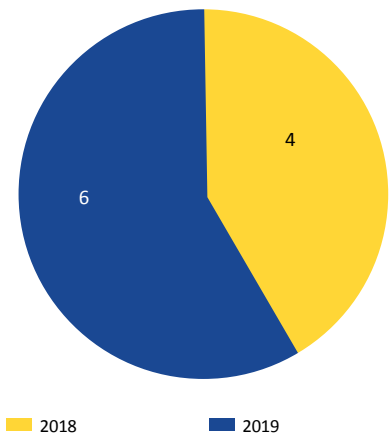
Siguiendo un análisis de equilibrio parcial, el excedente del consumidor[23] permite medir el incremento del bienestar de los consumidores de gas natural generado por el aumento en el ingreso debido al ahorro en la disminución de plazos de las habilitaciones. Para ello, se consideran los siguientes supuestos: (i) demanda lineal de gas natural (ver sección 5.8.) y (ii) se utiliza la tarifa final, que es la suma del precio de la molécula, la tarifa de transporte y la de distribución. A partir de la función de demanda lineal propuesta por Hausman (1981) se calcula la variación del excedente del consumidor ante un *shock* positivo del ingreso (ΔM). Ver **acápite A.8-4** en el **anexo** para más detalles.

Como resultado de la aplicación de la metodología se puede observar que entre 2018 y 2019 los consumidores han obtenido un ahorro monetario por la disminución en los plazos de las habilitaciones, lo que ha incrementado su bienestar. Esto se ha reflejado en una mayor cantidad de demanda de gas natural y un mayor precio de reserva[24]. El bienestar en los consumidores residenciales en el periodo de análisis fue de US$ 216 mil actualizados a 2019. Ver **cuadro 5-4**.

5.10. IMPACTO AMBIENTAL

La defensa del ambiente es uno de los compromisos internacionales más importantes adoptados en las últimas décadas. Involucra una serie de acciones para conservar y proteger las condiciones ambientales, ecosistemas y recursos naturales. Una de las más relevantes se orienta a la reducción de la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) hacia la atmósfera[25,26]. Estos últimos están ligados a la realización de actividades humanas, lo que ha provocado la progresiva

Gráfico 5-23:
Ahorro estimado por la reducción de los plazos en otorgar la habilitación (en MMUS$)



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Cuadro 5-4:
Bienestar de los consumidores de gas natural

Año	Excedente del consumidor US$ capitalizado a 2019
2018	95 305
2019	120 482
Total	215 787

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Supervisión de instalación de gas natural en vivienda. Foto: GCRI-Osinergmin.

destrucción de la capa de ozono y la intensificación del fenómeno del calentamiento global.

En nuestro país, la entrada en operación del Proyecto Camisea trajo como consecuencia una importante sustitución energética en diversos sectores económicos. Esto, de acuerdo con los lineamientos de la política energética y ambiental[27] que rigen las estrategias de desarrollo en nuestro país. Así, se establece promover un sector energético con mínimo impacto ambiental y bajas emisiones de carbono en un marco de desarrollo sostenible. La presente sección abordará los efectos del uso del gas natural sobre la mitigación del CO_2 en los sectores de generación eléctrica, industria y transporte vehicular en el Perú.

En base al cálculo de la mitigación de GEI de los integrantes de los sectores industrial, vehicular y eléctrico que migraron al uso del gas natural como insumo energético, se calculó el impacto económico ambiental al valorizar el volumen de GEI mitigados con el precio de los bonos de carbono (EUA del mercado EU ETS).

Metodología

La metodología utilizada para evaluar el efecto del gas natural sobre las emisiones de CO_2 realiza una comparación de un escenario real (escenario base) con respecto a un escenario contrafactual, en el cual solo se encuentran disponibles aquellos combustibles utilizados en nuestro país antes de la operación del Proyecto Camisea[28]. Esta comparación se hace, principalmente, con respecto al volumen de emisiones de CO_2 a la atmósfera, en toneladas de CO_2 (tCO_2)[29,30]. De esta manera, el impacto ambiental proveniente del uso del gas natural ha sido medido por la mitigación de emisiones de CO_2, consecuencia de la sustitución a favor del gas natural frente a otros combustibles fósiles derivados del petróleo en los sectores de generación eléctrica, industrias y de transporte vehicular.

En el cálculo de las tCO_2 emitidas por la sustitución de combustibles fósiles se usaron los factores de emisión por tipo de combustible obtenidos en fuentes oficiales y académicas (ver **cuadro 5-5**).

Asimismo, se realizó una valorización monetaria de la mitigación de las emisiones de CO_2, utilizando para tal fin las cotizaciones que existen en mercados internacionales. En virtud del Tratado de Kyoto, los países de la Unión Europea[32] crearon un mecanismo de comercio de emisiones (EU ETS) que compromete a las naciones europeas a reducir colectivamente las emisiones de GEI[33]. El sistema comercia un producto llamado EU Allowance (EUA), un permiso para emitir una tonelada métrica de CO^2. Para ello, los

Cuadro 5-5:
Factores de emisión de CO_2 según combustible y sector económico

Combustible	Factor de emisión
Sector eléctrico (Ton CO_2/MWh)	1/
Gas natural	0.430
Diésel y residual	0.818
Carbón	0.955
Sector industrial (Ton CO_2/GJ)	2/
Petróleo industrial N° 6[/1]	0.077
Carbón	0.096
Gas natural	0.055
Sector transporte (Ton CO_2/GJ)	3/
Gasolinas	0.059
GNV	0.039

Fuentes: [1/] Sánchez (2011), [2/] IPCC (2000) y [3/] Fernández *et al.* (2010)[31]. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

países determinan los Planes Nacionales de Asignación (PNA), en los cuales se brindan derechos de emisión de GEI a las empresas para un periodo en particular[34]. Luego pueden ser vendidos o comprados en un mercado secundario. El reparto de permisos entre países fue realizado en función de sus emisiones históricas. Este mercado de carbono es el que cuenta con un mayor volumen de comercio en el mundo.

En el **gráfico 5-24** se presenta el precio de oferta de los EUA en el mercado EU ETS. Tal como se puede apreciar, los precios plantean un comportamiento irregular, registrando un aumento en los últimos años, situándose a 2019 en US$ 27.8 por tCO_2. Con respecto a la valorización, se han utilizado los promedios anuales en base a promedios diarios[35].

Por último, los valores monetarios estimados de las mitigaciones de CO_2 serán actualizados a 2019. Para ello, se ha utilizado la Tasa Social de Descuento (TSD) ajustada por inflación y devaluación equivalente a 10.24%[36].

Impactos en la mitigación del CO_2 de los sectores privados

La evaluación de la mitigación del CO_2 del uso del gas natural en el sector privado se centrará en tres de los principales sectores privados: generación eléctrica, industrial y transporte vehicular. En la estimación del impacto ambiental se ha mantenido, en gran parte, los supuestos adoptados en la sección previa de impactos económicos.

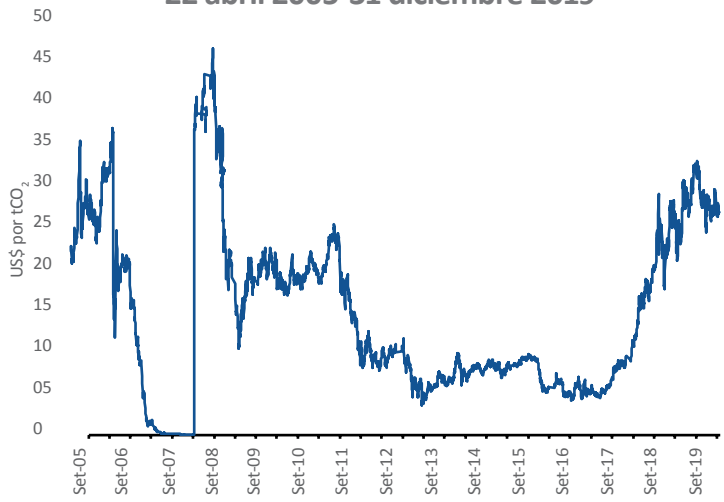
a) Generación eléctrica

La industria de generación eléctrica es el sector con mayor volumen de emisiones de GEI a nivel mundial. La producción eléctrica y térmica representó el 25% del total de emisiones de GEI en el mundo[37]. Asimismo, la principal fuente de emisión de GEI dentro de la categoría de industrias de la energía en nuestro país fue la generación eléctrica, que representó el 26% del total de emisiones[38]. El alto nivel de emisiones de GEI en esta industria ha estimulado la adopción de una serie de reformas en el mundo con el fin de promover las energías renovables.

A partir de la introducción del Proyecto Camisea, la generación eléctrica sustituyó los combustibles fósiles derivados del petróleo a favor del uso de gas natural. Este cambio ha tenido un efecto profundo en la operación del sistema eléctrico peruano. La introducción del gas natural ha permitido garantizar la confiabilidad del suministro eléctrico de forma rápida y generar, a su vez, un impacto ambiental favorable en un contexto de rápida demanda debido al crecimiento económico alcanzado. Esto no hubiera sido posible exclusivamente con energía hidráulica, debido al periodo necesario para la incorporación de este tipo de centrales[39]. En ese sentido, sin Camisea, la respuesta a la dinámica de la demanda eléctrica hubiera sido generada con centrales térmicas en base a diésel y carbón, lo cual hubiera intensificado el nivel de emisiones de CO_2 en el país.

En el cálculo del efecto de la introducción del gas natural de Camisea sobre las emisiones de CO_2 a la atmósfera en el sector eléctrico presentado en Tamayo *et al* (2014), se asumió que en escenario contrafactual que la totalidad de la generación eléctrica producida en base al gas natural (escenario real) en el periodo 2004-2013 habría sido realizada por la generación térmica en base a carbón y diésel y/o residual. Esto se debe

Gráfico 5-24:
Precio de oferta de los EUA en el EU ETS, 22 abril 2005-31 diciembre 2019



Fuente: Bloomberg, 16 de octubre de 2020. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

a que dichas centrales ocupaban los últimos lugares del despacho de electricidad, por lo que cualquier incremento en la demanda eléctrica tendría que haber sido provisto por las centrales marginales. A este método lo identificamos como cálculo en base a la sustitución total[40], que consiste en reemplazar toda la producción generada por el uso del gas natural entre la generación en base al carbón y/o diésel.

El **gráfico 5-25** muestra la evolución de las emisiones de CO_2 en los dos escenarios planteados. Si el gas natural no hubiese entrado en la matriz energética del país, la contaminación de CO_2 por las centrales térmicas de diésel y carbón habría acumulado 99 millones de tCO_2 durante el periodo 2004-2013, monto superior en 76% a las emisiones efectivamente registradas.

En efecto, la contaminación real de la generación térmica en el Perú entre 2004 y 2013 alcanzó un acumulado de 56 millones de tCO_2. El Proyecto Camisea y el uso posterior del gas natural en la generación eléctrica habría permitido mitigar la emisión de 43 millones de tCO_2 en el periodo 2004-2013, contribuyendo de esta forma a atenuar el cambio climático global y la contaminación ambiental en el Perú.

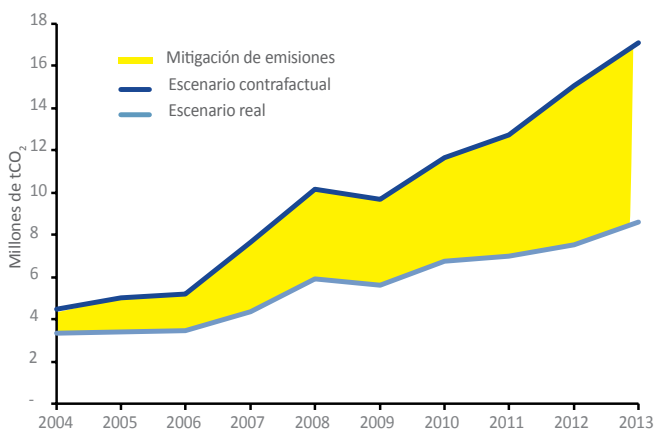
Supervisión en City Gate de Lurín. Foto: GCRI-Osinergmin.

La valorización de las emisiones mitigadas de CO_2 bajo el modelo de sustitución total ha permitido estimar un monto altamente significativo. En términos monetarios de 2019, el uso del gas natural podría haber generado una mitigación con un valor de US$ 1640 millones durante el periodo 2004-2013. El año donde se registró el mayor equivalente financiero fue en 2008, cuando el valor de mercado de las emisiones mitigadas habría sido cercano a US$ 329 millones actualizados a 2019 (ver **gráfico A.5-3**).

b) Sector industrial

El sector industrial ha sido uno de los principales beneficiados con el uso del gas natural, pues sustituyó a los petróleos industriales y al carbón en los procesos productivos de la industria peruana. El gas natural ha desplazado, principalmente, el uso del petróleo residual en aquellas industrias que han tenido acceso al gas natural. Sin embargo, su mayor impacto ambiental está relacionado con la sustitución a favor de este combustible frente al carbón, especialmente en las industrias relacionadas a la producción de acero y cemento.

Gráfico 5-25:
Emisiones mitigadas de CO_2 en generación térmica del sector eléctrico, 2004-2013



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Tal como se muestra en el **gráfico 5-26,** las emisiones de CO_2 de los clientes industriales de gas natural habrían alcanzado niveles considerables en el escenario contrafactual, registrando en 2019 cerca de 5 millones de tCO_2. En contraste, el escenario observado registra un nivel de emisión de 3.4 millones de tCO_2 para ese año. En el periodo de análisis 2004-2019, el uso del gas natural en el sector industrial ha generado una mitigación acumulada de las emisiones de CO_2 de alrededor de 15.4 millones de tCO_2.

Al valorizar esta mitigación de las tCO_2, el uso de gas natural en las industrias habría generado US$ 399 millones en términos acumulados en el periodo 2004-2019 (en capitalizados al 2019). El año con el mayor equivalente financiero de esta mitigación de partículas de CO_2 fue en 2008, al registrar un monto de US$ 62.7 millones como resultado del pico en el precio *spot* de las ofertas de CO_2 en el EU ETS (ver **gráfico A.5-3**).

c) Sector vehicular

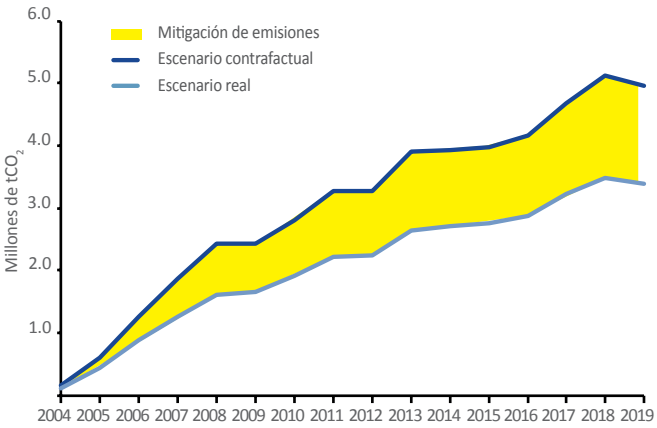
Como se ha mencionado, las emisiones de CO^2 provienen principalmente del sector vehicular. En ese sentido, la introducción del gas natural se ha constituido en un mecanismo para combatir la contaminación atmosférica, fomentar la mitigación de GEI y luchar contra el cambio climático.

La estimación de la mitigación de la conversión de vehículos a gas natural contiene dos escenarios: (i) el real comprende la contaminación de los vehículos que utilizan GNV como combustible en comparación a uno (ii) contrafactual, donde estos mismos vehículos hubieran utilizado gasolina como fuente energética. Por ello, cabe recalcar que lo que se estima en esta sección es la mitigación de las emisiones de CO_2 de los vehículos convertidos a GNV.

Adicionalmente a la metodología propuesta al inicio de esta sección, la estimación de las emisiones de CO_2 del parque automotor a GNV incluye el factor de la contaminación de acuerdo con la antigüedad del vehículo. Con esto, se reconoce que a medida de que un vehículo posea una mayor antigüedad, más será la contaminación que genera, independientemente del combustible utilizado[41].

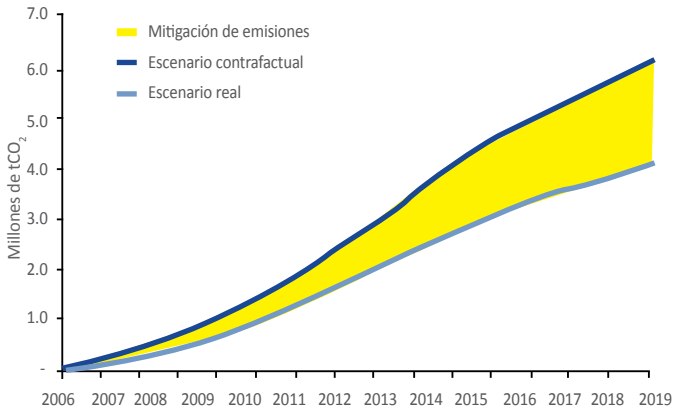
El **gráfico 5-27** muestra los niveles de contaminación de los vehículos convertidos en los dos escenarios mencionados. De este modo, si no se hubiera comenzado a utilizar GNV, las emisiones de CO_2 habrían acumulado cerca de 40 millones de toneladas de CO_2 entre 2006 y 2019. La situación real, donde el uso de GNV se ha intensificado desde 2008, ha permitido que los niveles de CO_2 solo acumulen 26.5 millones de toneladas para el mismo periodo. Con esto, se ha mitigado un total de 13.5 millones de toneladas de CO_2.

Gráfico 5-26:
Emisiones mitigadas de CO_2 en el sector industrial, 2004-2019



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 5-27 :
Emisiones mitigadas de CO_2 en el sector vehicular, 2006-2019



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Si se valorizaran las emisiones de CO_2 mitigadas por el consumo de GNV en el parque automotor durante el periodo de análisis, totalizarían US$ 255 millones actualizados a 2019. Los valores monetarios de estas reducciones de CO_2 muestran un gran crecimiento a partir de 2008, cuando la inserción del GNV tomó mayor impulso gracias a la consolidación de la importación de vehículos a GNV, a los precios promocionales establecidos entre concesionario del Proyecto Camisea y el Estado peruano[42], y a las facilidades crediticias dadas por Cofide (ver **gráfico A.5-3**).

d) Síntesis del impacto en la mitigación del CO_2

En términos agregados, se estima que la mitigación de las emisiones de CO_2 generadas por la operación del Proyecto Camisea en los tres sectores estudiados (electricidad, industria y transporte vehicular) totalizaría 72 millones de tCO_2 y alcanzaría un valor de US$ 2296 millones en el periodo 2004-2019. La principal mitigación de emisiones de gases contaminantes se habría producido en el sector eléctrico, que representó el 72% del valor total, mientras que el sector industrial y vehicular representaron 17% y 11%, respectivamente (ver **cuadro 5-6**).

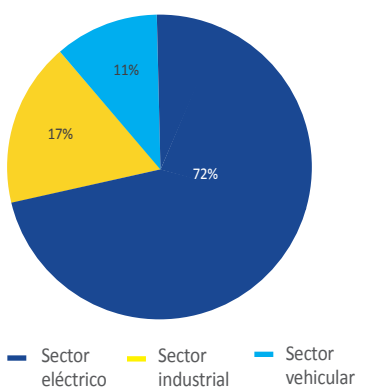
En resumen, el presente capítulo brinda una visión de la magnitud del Proyecto Camisea en la actividad económica y en materia ambiental del país desde el inicio de sus operaciones. Los impactos no solamente han significado un ahorro monetario por la sustitución directa del gas natural en lugar de los combustibles fósiles tradicionales en los diferentes sectores económicos, sino que también han permitido contribuir con los lineamientos de la política energética del Perú hacia 2040, con el Protocolo de Kyoto y la lucha contra el cambio climático mediante la mitigación de GEI, como el CO_2.

Este capítulo estuvo orientado a estimar los efectos económicos y ambientales derivados del desarrollo de la industria de gas natural en el país. Asimismo, se estimaron algunos beneficios provenientes de las funciones reguladoras y supervisoras del Osinergmin en este sector.

En el capítulo seis se analizará el ejercicio de las funciones de Osinergmin en la industria del gas natural, haciendo una revisión de experiencias de supervisión y regulación; además de un resumen de las herramientas de innovación tecnológicas disponibles para la supervisión y el buen cumplimiento de las normas.

Cuadro 5-6:
Síntesis de los impactos en la mitigación del CO_2 del Proyecto Camisea, 2004-2019

Sector	Periodo de análisis	Emisiones mitigadas (millones de tCO_2)	Equivalente monetario de emisiones mitigadas (millones de US$) 1/	Participación de cada sector en el valor monetario de las emisiones mitigadas de CO_2 (2004-2019)
Sector eléctrico	2004-2013	43	1640	
Sector industrial	2004-2019	15	399	
Sector vehicular	2006-2019	14	255	
Total		72	2295	



1/ Actualizados a valores de 2019.

Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Osinergmin

Área de procesos-Planta Curimaná. Foto: DSGN-Osinergmin.

06 EJERCICIO DE LAS FUNCIONES DE OSINERGMIN EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Osinergmin ha sido y es un organismo proactivo que se ha esmerado, desde el surgimiento de la industria del gas natural, por desempeñar un rol vigilante y justo en lo referido a su regulación y supervisión; así como en la adopción de herramientas tecnológicas para el cumplimiento de las funciones que desempeña diariamente a cabalidad.

Planta Melchorita. Foto: DSGN-Osinergmin.

CAPÍTULO 6

EJERCICIO DE LAS FUNCIONES DE OSINERGMIN EN LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL

Este capítulo se enfoca en las experiencias que ha tenido Osinergmin como ente supervisor y regulador. Además, incluye un resumen de las herramientas tecnológicas con las que cuenta para su labor diaria y cómo las aplica en la supervisión del sistema de transporte por ductos, plantas y distribución.

6.1. EXPERIENCIAS EN REGULACIÓN

Desde el inicio del Proyecto Camisea, Osinergmin ha enfrentado diversos retos al desarrollar sus funciones de regulación y supervisión en la industria del gas natural. A continuación, se hace un recuento de la experiencia regulatoria más relevante en el sector de gas natural en el ámbito de su competencia. Un ejemplo relevante para la industria del gas natural ha sido la implementación de la Garantía de Red Principal (GRP) que impulsó el desarrollo de la infraestructura para el transporte y distribución del gas natural (Tamayo, Salvador, Vásquez y García, 2014).

6.1.1. Tarifa Única de Distribución de gas natural

Hasta antes de 2008, el régimen tarifario de la distribución de gas natural por red de ductos se basaba en la fijación de dos tarifas: i) la tarifa de red principal, determinada por el Osinergmin en función al costo de servicio y conforme a la Ley N° 27133 y su reglamento[1], y, ii) la tarifa de otras redes, determinada por Osinergmin según el contrato *Build, Own, Operate and Transfer* o BOOT[2] de la concesión de distribución de Lima y Callao.

En febrero de 2008 se modificó el Reglamento de Distribución vigente y se estable-

Un ejemplo relevante para la industria del gas natural ha sido la implementación de la (GRP) que impulsó el desarrollo de la infraestructura para su transporte y distribución.

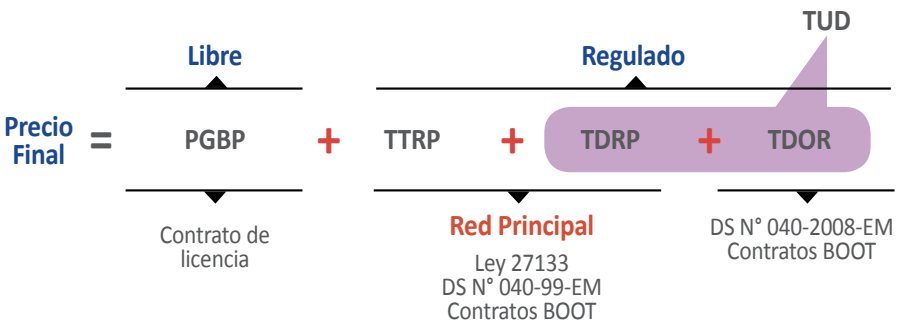
ció la obligación del concesionario de presentar un plan quinquenal de inversiones y sus respectivos planes anuales de inversión. Asimismo, se ordenó a Osinergmin adecuar sus procedimientos regulatorios[3]. En setiembre de 2008 se dispuso la unificación de procedimientos tarifarios y, en base a dicha disposición, se creó la Tarifa Única de Distribución (TUD), que considera la integración de la red principal y otras redes de distribución[4]. Este es el régimen vigente a la fecha. La **ilustración 6-1** presenta el esquema regulatorio que integra los regímenes tarifarios antes señalados.

Rol de Osinergmin en la implementación de la TUD

Osinergmin adecuó todos sus procesos regulatorios relacionados al servicio de distribución de gas natural por red de ductos, a fin de acomodarlos al nuevo esquema regulatorio de la TUD. Así, se emitieron normas que permitieron llevar a cabo acciones regulatorias transparentes, participativas y de carácter técnico y económico. Entre los aspectos regulatorios más relevantes que llevaron al éxito sostenido de este esquema están:

- Concepto de la empresa modelo para definir los costos de operación y mantenimiento de la empresa concesionaria.
- Principio de tarifas escalonadas en función al volumen consumido.
- Aplicación del Valor Nuevo de Remplazo (VNR) para la valorización de la infraestructura en operación.
- Aplicación del método de flujo de fondos descontado para el reconocimiento de las inversiones del periodo regulatorio, con un horizonte de 30 años y 12% de tasa de descuento anual.
- Uso de herramientas de georreferenciación para la identificación de redes en operación y redes proyectadas, así como para determinar los consumidores residenciales beneficiarios de los mecanismos de promoción dispuestos por la normativa vigente.
- Establecimiento de ahorros mínimos para mantener la competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos.
- Determinación de una tarifa media de distribución, mediante la cual se asignan costos de acuerdo a los niveles de consumo de los usuarios, permitiendo el desarrollo de las redes de baja presión destinadas a clientes de bajo consumo.
- Principio de tarifa estampilla[5] para todos los consumidores que se encuentran dentro de la concesión.

Ilustración 6-1:
Esquema regulatorio de los regímenes tarifarios



Nota. PGBP = precio de gas natural en boca de pozo; TTRP = tarifa de transporte de la red principal; TDRP= tarifa de distribución de la red principal; TDOR = tarifa de distribución en otras redes.

Fuente y elaboración: GRT- Osinergmin.

6.1.2. Masificación del gas natural

En 2010 se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040[6], la cual tiene entre sus distintos objetivos el acceso universal al suministro energético y el desarrollo de la industria del gas natural, poniendo énfasis en su uso en actividades domiciliarias. Estos objetivos fueron las bases para la masificación del gas natural.

En mayo de 2012, mediante Decreto Supremo N° 009-2012-EM, se modificó el Reglamento de Distribución y se creó un mecanismo para promocionar las conexiones de consumidores residenciales de determinados niveles socioeconómicos definidos por el Ministerio de Energía y Minas (Minem). Hasta junio de 2016, este mecanismo permitió subsidiar parte de los costos de conexión comprendidos por el derecho de conexión, acometida e instalación interna para un punto de consumo con capacidad para dos. Posteriormente, y en base al Decreto Supremo N° 010-2016-EM que modi-

En 2010 se aprobó la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, la cual tiene entre sus distintos objetivos el acceso universal al suministro energético y el desarrollo de la industria del gas natural, poniendo énfasis en su uso en actividades domiciliarias. Estos objetivos fueron las bases para la masificación del gas natural.

Supervisores observando al compresor de refrigerante de presión media en planta Melchorita. Foto: DSGN-Osinergmin.

ficó también el Reglamento de Distribución, dicho mecanismo permite subsidiar solo el derecho de conexión y la acometida, por lo que la instalación interna es cubierta con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) bajo el marco del programa BonoGas.

Rol de Osinergmin

Osinergmin tiene un rol importante para el logro de esta política energética que plasma mediante las siguientes acciones:

- Diseñar tarifas, de modo tal que permita establecer una alícuota de los ingresos del concesionario destinada a cubrir el mecanismo de promoción.
- Realizar liquidaciones periódicas, a fin de ajustar la tarifa de distribución que permita garantizar los fondos necesarios para cubrir el mecanismo de promoción.
- Determinar el precio máximo del servicio integral de instalación interna para 1, 2 y 3 puntos, el cual es cubierto por el programa BonoGas.
- Identificar potenciales consumidores residenciales que califiquen para ser beneficiarios del mecanismo de promoción y del programa BonoGas.

6.1.3. Derivaciones principales

En 2013 se modificó el Reglamento de la Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural, a fin de incluir las definiciones de ramales, gasoductos adicionales o derivaciones principales[7]. A partir de estos cambios se permitió abastecer a las regiones con bajo potencial de consumo de gas natural ubicadas a lo largo de la red de transporte (la construcción, operación y mantenimiento de dichos ramales se encuentra a cargo del concesionario de transporte presente). Asimismo, se dispuso que las concesiones de transporte de gas natural por ductos puedan incorporar derivaciones principales en sus sistemas de transporte, de acuerdo con lo señalado en la adenda que se suscribirá entre el concedente y el concesionario.

En virtud de este marco legal, el sistema de transporte de gas natural de Camisea a Lima, operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP), incorporó la derivación principal Ayacucho. Esta consta de un gasoducto de 14" de diámetro y una longitud de 18.33 km, que inicia en la progresiva KP-277 de dicho gasoducto y culmina en la ciudad de Ayacucho. Tiene por objetivo ser el punto de abastecimiento de gas natural para las principales ciudades de la sierra centro y sur del Perú (ver **ilustración 6-2**).

Rol de Osinergmin

Entre las actividades efectuadas por el Osinergmin para promover el desarrollo de la derivación principal Ayacucho se tienen:

- Determinar el costo de inversión, previo a la suscripción de la adenda que se incluyó en el contrato del sistema de transporte de gas natural de Camisea a Lima.

El Big Data permite un procesamiento automático de verificación de información declarada en el PRIE para mejorar la calidad de datos en la regulación. La principal ventaja de emplearlo es su eficiencia, ya que un día de trabajo con este sistema de información equivale a 22 días de trabajo-hombre.

- Establecer el costo anual de operación y mantenimiento.
- Diseñar el modelo tarifario (creación del factor de aplicación tarifaria, tarifas incrementales y liquidaciones).
- Determinar e implementar el factor de aplicación tarifaria (FAT) a partir de la puesta en operación comercial.

6.1.4. Big Data aplicado en la regulación

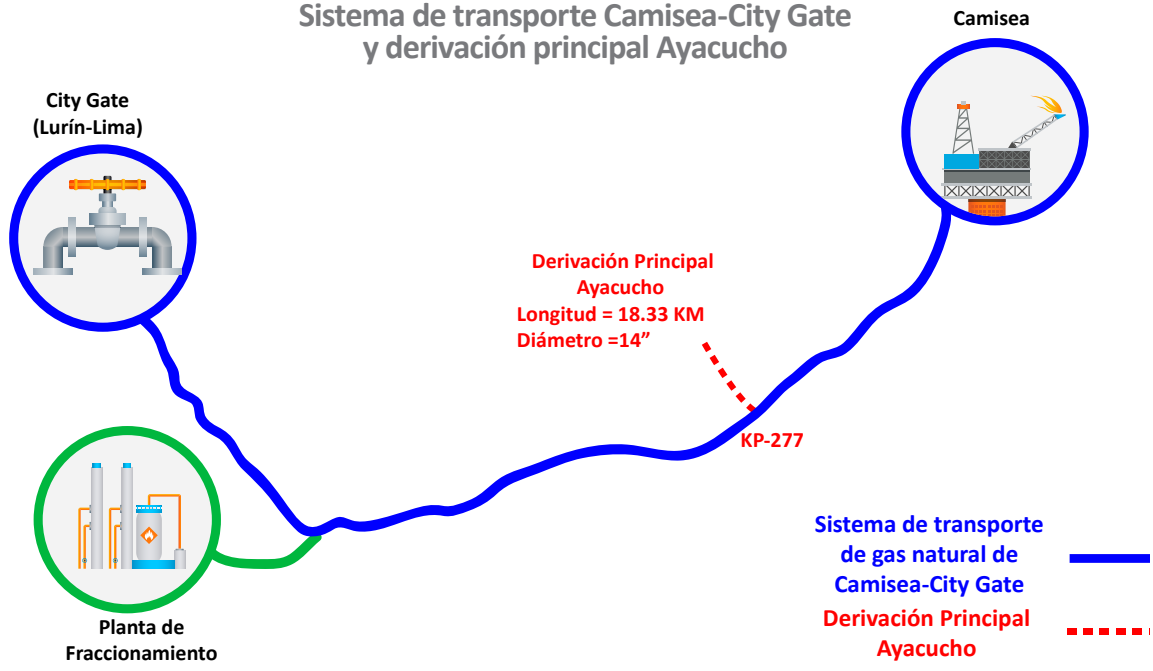
El Big Data permite un procesamiento automático de verificación de información declarada en el Portal de Remisión de Información Energético (PRIE) para mejorar la calidad de datos en la regulación. La principal ventaja de emplearlo es su eficiencia, ya que un día de trabajo con este sistema de información equivale a 22 días de trabajo-hombre. Este sistema es usado en la verificación de la facturación comercial de gas natural.

En la **ilustración 6-3** se muestra el procesamiento del Big Data, desde el recojo de la información hasta el análisis y la aplicación en simulaciones por medio de diversas herramientas.

6.1.5. Precio medio del gas y costo medio de transporte

Antes de 2008, las disposiciones referidas en el contrato BOOT de la concesión de Lima y Callao facultaban al concesionario

Ilustración 6-2:
Sistema de transporte Camisea-City Gate y derivación principal Ayacucho



Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

de distribución de gas natural poder trasladar a sus clientes el precio del combustible (definido en el contrato de licencia del Lote 88) y la tarifa de su transporte (definida en el contrato BOOT del sistema de transporte de Malvinas a Lurín).

En 2008 se modificó el artículo 106 del Reglamento de Distribución[8], donde se dispone que los cargos que el concesionario de distribución de gas natural debe facturar son: i) el costo del gas natural para atender al consumidor, y ii) el costo por transporte para atender al consumidor.

En 2016 la disposición tomó mayor relevancia, pues el sistema de transporte de gas natural de Camisea a Lima fue ampliado y las cantidades de gas y capacidades de transporte contratadas por los concesionarios de distribución se incrementaron de manera significativa. La situación antes señalada se hizo más evidente a partir de marzo de 2020 con la declaratoria de emergencia sanitaria a nivel nacional, cuando se dictaron medidas para la prevención y control a fin de evitar la propagación del Covid-19.

En este contexto se aprobó la Resolución N° 073-2020-OS/CD[9] publicada el 27 de junio de 2020, y que es de aplicación temporal durante el periodo de Emergencia Sanitaria. Los detalles se desarrollan en el **capítulo 7**. Luego se aprobó la Resolución N° 193-2020-OS/CD (en adelante Resolución 193), publicada el 11 de noviembre de 2020, y que es de aplicación definitiva. En esta se modificó, entre otros, el artículo 12 de la norma aprobada con Resolución N° 054-2016-OS/CD[10]. En particular, se establece la determinación de una banda de gas natural conformada por un límite inferior y un límite superior, calculados en base a las contrataciones con respaldo físico de los concesionarios de distribución y a un factor de desviación *e*, que se determina en función de la información histórica de demanda propia de cada concesión.

En la **ilustración 6-4** se muestra la aplicación de la banda de gas y los tres posibles escenarios de contratación en los que podría incurrir el concesionario de distribución por el suministro de gas y capacidad de transporte.

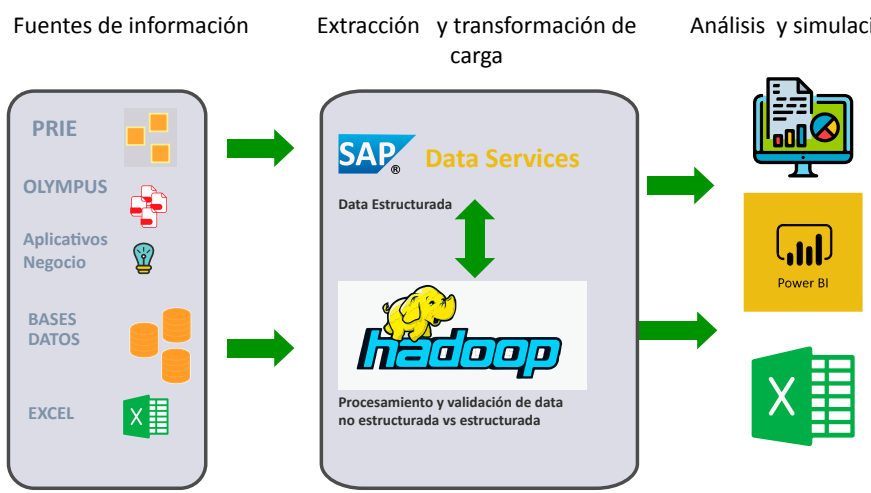
- **Escenario 1**: en este caso las demandas mensuales de los consumidores se encuentran por encima del Límite Superior de la Banda de Gas Natural (LSB), lo que lleva a que Osinergmin reconozca los costos de las cantidades o capacidades contratadas más los volúmenes por encima de dicho límite superior.

- **Escenario 2:** en este caso las demandas mensuales de los consumidores se ubican dentro de la banda de gas natural, lo que conlleva a que Osinergmin reconozca el íntegro de las cantidades o capacidades efectivamente contratadas.

- **Escenario 3:** en este caso las demandas mensuales de los consumidores caen por debajo del Límite Inferior de la Banda de Gas Natural (LIB), lo que conlleva a que Osinergmin solamente reconozca los costos de aquellas cantidades realmente consumidas y no las contratadas.

Finalmente, los costos reconocidos que resultan de estos criterios son utilizados para el cálculo anual del precio medio del gas (PMG) y el costo medio de transporte (CMT) a ser trasladados a los consumidores,

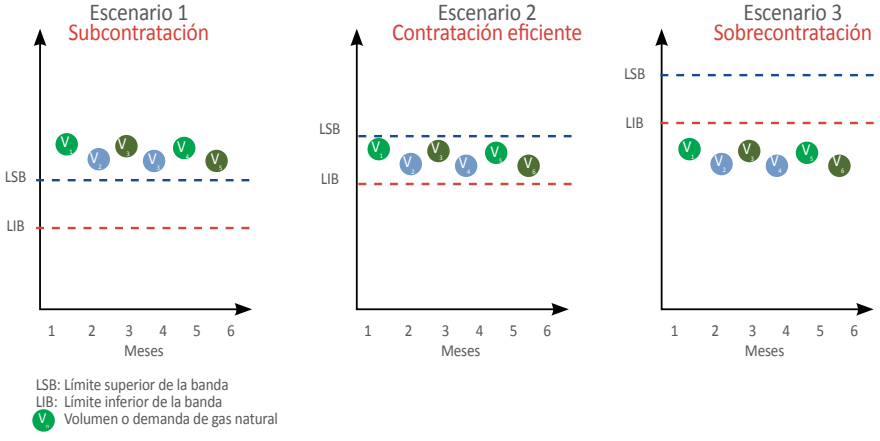
Ilustración 6-3:
Proceso del Big Data



Fuente y elaboración: GSTI-Osinergmin.

Tanque multipropósito en prueba de diluvio en Planta Pisco. Foto: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-4:
Escenarios en la aplicación de la metodología de bandas de gas natural



LSB: Límite superior de la banda
LIB: Límite inferior de la banda
V_n Volumen o demanda de gas natural

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

y los déficits que hubiera con respecto a los ingresos de los concesionarios, se reconocen en el siguiente periodo mediante una liquidación anual.

Rol de Osinergmin en la implementación del PMG y CMT

Osinergmin ha ido a la par de la evolución del mercado, identificando mejoras y perfeccionado la normativa en función al desarrollo del mercado en el marco de su labor reguladora. Para la determinación del PMG y CMT tiene a su cargo las siguientes acciones:

- Diseñar la metodología para el cálculo de los costos reconocidos por el suministro y por el servicio de transporte de gas natural, PMG, CMT y liquidación.
- Determinar el PMG y CMT con criterios de eficiencia.
- Reajustar el PMG y CMT a la mitad del periodo de aplicación de ser el caso, a fin de reducir las brechas entre los ingresos y los costos reconocidos.
- Liquidar las diferencias entre los costos reconocidos por el suministro de gas y el servicio de transporte con respecto a los ingresos percibidos mediante la aplicación del PMG y CMT, respectivamente.

6.1.6. Gasoducto Sur Peruano

Con el fin de brindar una mayor seguridad al sistema de transporte de Camisea a Lima, promover el desarrollo de nuevas centrales de generación térmica en el sur del país y nuevos proyectos de infraestructura de transporte, en setiembre de 2012 se publi-

có la Ley N° 29970, que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Esta ley dispone que las empresas encargadas de implementar los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural para el afianzamiento de la seguridad energética pueden ser beneficiarias del Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG)[11].

La disposición antes señalada fue el mecanismo usado por el Estado peruano para promover el proyecto "Mejoras a la seguridad energética del país y desarrollo del Gasoducto Sur Peruano", adjudicado en julio de 2014 a la Sociedad Concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. Tanto mediante la Ley N° 29970 como en el contrato de concesión del referido proyecto se designó a Osinergmin como administrador del MIG.

El 20 de julio de 2014, Osinergmin emitió la Resolución N° 148-2014-OS/CD[12] y el 5 de marzo de 2015 la Resolución N° 043-2015-OS/CD[13], que establecían la metodología para la determinación de los cargos y tarifas. Dichos procedimientos fueron indispensables, ya que el contrato de concesión establecía la recaudación del adelanto de los ingresos garantizados al concesionario a partir de 2015 mediante la aplicación del Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE), el Cargo por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (Cargo Tarifario SISE) y la Tarifa Regulada de Seguridad (TRS).

Osinergmin fijó el CASE, Cargo Tarifario SISE y TRS para los periodos comprendidos entre mayo de 2015 y abril de 2016 y entre mayo de 2016 y abril de 2017, cuya recaudación se depositó en un fideicomiso creado para tal fin y establecido en el contrato de concesión. Sin embargo, debido al fin de la concesión, el 24 de enero de 2017[14] se suspendió la aplicación de los referidos cargos tarifarios.

Osinergmin ha ido a la par de la evolución del mercado, identificando mejoras y perfeccionando la normativa en función al desarrollo del mercado.

La Ley N° 29970 busca brindar mayor seguridad al sistema de transporte de Camisea a Lima, promover nuevas centrales en el sur e infraestructura de transporte.

Posteriormente, la Ley N° 30543[15] dejó sin efecto el cobro del CASE, Cargo Tarifario SISE y TRS, y se ordenó su devolución a los usuarios que habían aportado por dichos conceptos. El reglamento de la citada ley, aprobado mediante el Decreto Supremo N° 022-2017-EM, dispuso que Osinergmin establezca los procedimientos para dicha devolución. En cumplimiento a la Ley N° 30543 y su reglamento, Osinergmin emitió los procedimientos de requerimiento de información, metodología de cálculo y las instrucciones para que los agentes encargados efectúen la devolución a sus usuarios beneficiarios plenamente identificados. El proceso de devolución inició en enero de 2018. El **cuadro 6-1** muestra los montos devueltos según cada cargo tarifario y agente recaudador.

Rol de Osinergmin como administrador del MIG y en el proceso de devolución

En el marco de las competencias otorgadas por la normativa y en el contrato de concesión del Gasoducto Sur Peruano, Osinerg-

Cuadro 6-1:
Montos devueltos según cada cargo tarifario y agente recaudador, en US$

Cargo	Agente	Montos devueltos		Número de usuarios beneficiarios
		S/	US$	
CASE	Generador eléctrico	102 973 490.44		375
	Distribuidor eléctrico	224 020 756.29		6 517 305
Cargo Tarifario SISE	Productor e importador	467 121.66	2 944 077.72	176
TRS	Transportista de gas natural		2 475 015.15	10
	Distribuidor de gas natural	12 015 738.63	132 228.18	488 673
	Total	339 477 107.02	5 551 321.05	7 006 539

Fuente y elaboración: GRT-Osinergmin.

min realizó las siguientes actividades:

- Establecer la metodología para el cálculo de las tarifas y cargos tarifarios del Sistema Integrado del Transporte de Hidrocarburos y sus respectivas fórmulas de actualización.
- Determinar los cargos CASE, Cargo Tarifario SISE y TRS.
- Realizar el seguimiento y control del adelanto de ingresos garantizados.
- Establecer la metodología para la devolución de los pagos efectuados por los conceptos de CASE, Cargo Tarifario SISE y TRS.
- Realizar el seguimiento y control de los montos devueltos a los usuarios beneficiarios.
- Elaborar el balance final del proceso de devolución.

6.1.7. Fijación de tarifas iniciales de las concesiones de Piura y Tumbes

Como parte del proceso de otorgamiento a solicitud de parte de una concesión para la prestación de servicio de distribución de gas natural por red de ductos, el Reglamento de Distribución dispone en su artículo 22 la evaluación por parte de Osinergmin de la propuesta tarifaria presentada por el solicitante y la correspondiente aprobación de las tarifas iniciales aplicables.

El Minem remitió el 18 de agosto de 2015 la propuesta de tarifas iniciales de la empresa Gasnorp S.A., que solicitó el otorgamiento de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del Departamento de Piura en la cual propuso la construcción de 266 km de redes de acero y 855.6 km de polietileno.

Para el 14 de diciembre de 2016, la empresa Clean Energy del Perú S.R.L. solicitó el otorgamiento de la concesión de distribución de gas natural por red de ductos del departamento de Tumbes, para lo cual remitió la propuesta de tarifas iniciales, en la cual se propuso la construcción de 217.88 km de redes de polietileno.

En ambos procesos de aprobación de las tarifas iniciales, conducidos por Osinergmin, se cumplió con todas las etapas de un proceso regulatorio como: i) presentación de la propuesta tarifaria y estudios técnico económicos, ii) audiencias públicas, iii) prepublicación del proyecto de resolución de tarifas iniciales, iv) recepción y análisis de comentarios, v) publicación de la resolución que fija las tarifas iniciales y vi) recepción y análisis de recursos de reconsideración, entre otros.

Rol de Osinergmin en las concesiones de Piura y Tumbes

En el marco de las competencias otorgadas por el Reglamento de Distribución, Osinergmin realizó las siguientes actividades:

- Evaluar la propuesta tarifaria de la Concesión de Distribución de Gas Batural por Red de Ductos del Departamento de Piura presentada por

Tercer tren de procesos en Planta de Fraccionamiento de Líquidos de Gas Natural en Pisco. Foto: DSGN-Osinergmin.

Gasnorp S.A., la cual cuenta con tarifas iniciales aprobadas mediante Resolución N° 023-2016-OS/CD.

- Evaluar la propuesta tarifaria de la Concesión de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos del Departamento de Tumbes presentada por Clean Energy del Perú S.R.L., la cual cuenta con tarifas iniciales aprobadas mediante Resolución N° 020-2017-OS/CD.

6.2. EXPERIENCIAS EN SUPERVISIÓN

6.2.1. Supervisión de ofertas públicas de gas natural

El procedimiento para el desarrollo de las ofertas públicas se encuentra regulado en la norma que establece las condiciones generales para la asignación de capacidad de transporte de gas natural por ductos[16]. Asimismo, en el **capítulo 2** del presente libro se encuentra un mayor detalle del procedimiento. Esta norma establece que la intervención de Osinergmin en el procedimiento de oferta pública recae en las siguientes acciones:

- Observar la convocatoria al proceso de oferta pública en caso corresponda.
- Aprobar el pliego de bases, exigiendo que el mismo cumpla con el contenido mínimo señalado en las condiciones generales.
- Expedir y aplicar la normativa para resolver las objeciones al proceso de oferta pública, durante el desarrollo de la oferta pública en caso corresponda.

Vista de tanques de planta Yarinacocha. Foto: DSGN-Osinergmin.

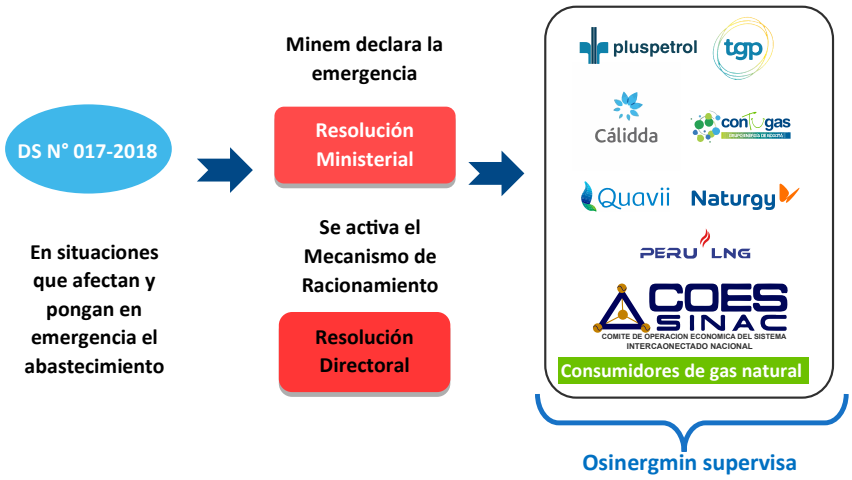
Hasta el momento se han desarrollado 22 ofertas públicas para la adjudicación de capacidad disponible del servicio de transporte de gas natural con la supervisión Osinergmin.

6.2.2. Supervisión del mecanismo de racionamiento

Ante la posibilidad de que se presenten eventos que pongan en riesgo el abastecimiento de gas natural al mercado interno, el Minem consideró necesario establecer medidas preventivas que permitan realizar acciones inmediatas. En ese sentido, implementó un mecanismo para la gestión eficiente del uso del gas natural disponible por medio del "Mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia"[17] (en adelante Norma Mecanismo de Racionamiento). En este se disponen las medidas de atención ante emergencias que se susciten en el suministro de gas natural en el país, señalando acciones a realizar por el productor, los concesionarios de transporte de gas natural por ductos, los concesionarios de transporte de líquidos de gas natural por ductos, los concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos, los operadores de plantas de licuefacción, el Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) y por los consumidores de gas natural.

Osinergmin aplica el "Procedimiento de supervisión y fiscalización del mecanismo de racionamiento de gas natural"[18] para realizar la supervisión del cumplimiento de las disposiciones contenidas en la Norma Mecanismo de Racionamiento. Así, el Minem, mediante resoluciones directorales, activa este mecanismo en los agentes involucrados en los sistemas de producción, transporte de hidrocarburos por ductos y distribución de gas natural por red de ductos por las emergencias declaradas (ver **ilustración 6-5**).

Ilustración 6-5:
Procedimiento de activación del Mecanismo de Racionamiento



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

A partir de la emisión de la Norma Mecanismo de Racionamiento, se han activado los mecanismos de emergencia que se detallan en el **cuadro 6-2**.

En tal sentido, Osinergmin realiza la verificación del cumplimiento de las obligaciones contenidas en la Norma Mecanismo de Racionamiento por parte del productor, el transportista, el COES y las empresas distribuidoras de gas natural. Los resultados de la supervisión realizada se plasman en informes de supervisión que son comunicados oportunamente al Minem. Desde la emisión de la norma se han emitido los informes de supervisión que se muestran en el **cuadro 6-3**.

Cuadro 6-2:
Historial de mecanismos de racionamiento activados por el Minem

Resolución Directoral N°	Periodo
126-2018-MEM-DGH*	26 de julio al 17 de agosto de 2018
183-2018-MEM-DGH*	7 al 8 de octubre de 2018
202-2018-MEM-DGH*	16 al 20 de octubre de 2018
062-2019-MEM-DGH*	16 al 18 de marzo de 2019
194-2019-MINEM-DGH*	19 al 21 de agosto de 2019
234-2019-MINEM-DGH	5 al 7 de octubre de 2019
337-2019-MINEM-DGH	28 al 29 de diciembre de 2019
340-2019-MINEM-DGH	1 al 3 de enero de 2020
064-2020-MINEM-DGH	29 al 30 de marzo de 2020
160-2020-MINEM-DGH	8 al 10 de octubre de 2020

*Nota. Antes de la vigencia del ¨Procedimiento de supervisión y fiscalización del mecanismo de racionamiento¨.

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Cuadro 6-3:
Informes de supervisión de mecanismos de racionamiento

Resolución Directoral N°	Informe de Supervisión N°	Comunicación al Minem
126-2018-MEM-DGH	275-2018-DSGN-DSE-DSR	Oficio N° GSE-9-2019
183-2018-MEM-DGH	08-2019-OS-DSGN-DSR-DSE	Oficio N° GSE-15-2019
202-2018-MEM-DGH	010-2019-DSGN-DSR-DSE	Oficio N° GSE-26-2019
062-2019-MEM-DGH	70-2019-OS-DSGN-DSR-DSE	Oficio N° GSE-41-2019
194-2019-MINEM-DGH	154-2019-OS-DSGN-DSR-DSE	Oficio N° GSE-75-2019
234-2019-MINEM-DGH	191-2019-OS-DSGN-DSR-DSE	Oficio N° GSE-89-2019
337-2019-MINEM-DGH	33-2020-OS-DSGN-DSE-DSR	Oficio N° GSE-29-2019
340-2019-MINEM-DGH	34-2020-OS-DSGN-DSE-DSR	Oficio N° GSE-28-2020
064-2020-MINEM-DGH	97-2020-OS-DSGN-DSE-DSR	Oficio N° GSE-46-2020

Fuente: Registro de Osinergmin al 30 de setiembre de 2020. Elaboración: DSGN-Osinergmin.

6.2.3. Supervisión con enfoque basado en riesgos

El enfoque basado en riesgos prioriza la supervisión en instalaciones que presenten una mayor probabilidad de incurrir en una emergencia y que impliquen un alto impacto en la integridad de la infraestructura, el capital humano y la funcionalidad del sistema. Posterior a la definición de los niveles de riesgo por actividad de supervisión, se prioriza y programa el plan de supervisión anual. En la **ilustración 6-6** se especifican las fases de esta supervisión y las actividades posteriores.

Asimismo, se han desarrollado las escalas de evaluación de los factores e intervalos de prioridad para los riesgos, su identificación en cada segmento y su asociación con la normatividad técnica y/o legal. Finalmente, se procede a calificar los riesgos por agente supervisado, priorizándolos con base en la calificación obtenida por agente. Esta es una metodología que puede ser revisada y mejorada, en función a los resultados de la supervisión, como identificación de nuevos factores, importancia de factores, entre otros.

6.2.4. Revalidación de registro de GLP

A pesar de la crisis sanitaria y económica originada por el Covid-19, Osinergmin continuó con sus funciones de supervisión, fiscalización y normativa. Un claro ejemplo es la verificación del cumplimiento del Decreto Supremo N° 023-2020-PCM[19], que dictaminó, entre otras medidas, optimizar el otorgamiento de autorizaciones de transporte terrestre, almacenamiento, distribución y comercialización de gas licuado de petróleo (GLP); así como de aquellos procesos vinculados con su supervisión, fiscalización y sanción.

En consecuencia, Osinergmin inició el Procedimiento para la revalidación de la inscripción en el Registro de Hidrocarburos según lo dispuesto en el Decreto Supremo N° 023-2020-PCM y el listado de condiciones de seguridad de criticidad[20]. La revalidación consiste en una serie de acciones para verificar el cumplimiento actual de las condiciones de seguridad de criticidad alta en las instalaciones de transporte terrestre, almacenamiento, distribución y comercialización de GLP. Esto permite determinar si corresponde mantener la inscripción en el Registro de Hidrocarburos de los agentes que operan tales instalaciones.

A pesar de la crisis sanitaria y económica originada por el Covid-19, Osinergmin continuó con sus funciones de supervisión, fiscalización y normativa.

Ilustración 6-6:
Fases de la supervisión basada en riesgos y actividades posteriores

Fuente: DSGN-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

6.3. INNOVACIÓN TECNOLÓGICA EN LA SUPERVISIÓN

6.3.1. Resumen de las herramientas tecnológicas en la supervisión del Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural (STD)

Supervisión inteligente mediante la gestión de procesos de supervisión

Como parte de la Política Nacional de Modernización de la Gestión Pública, se implementó gradualmente la gestión de procesos utilizando la disciplina de gestión *Business*

Ilustración 6-7:
Diagrama de cadena de valor de procesos implementados en el sistema GPS

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-8:
Principales beneficios de la utilización del sistema GPS

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Process Management (BPM), que tiene como objetivo lograr la mejora continua de los procesos alineados a una supervisión inteligente. Tomando en cuenta el ciclo de vida de este método de gestión, se decidió automatizar los procesos asociados a la supervisión mediante la herramienta Oracle BPM. Es por ello que, en agosto de 2014, entró en producción el sistema de Gestión de Procesos de Supervisión (GPS) y, desde esa fecha, se continuó con la identificación de oportunidades de mejora que promueve la BPM. Los procesos primordiales incluidos en el sistema GPS se muestran en la **ilustración 6-7**.

El sistema GPS permite verificar la información correspondiente a las actividades de supervisión y tomar decisiones en cada uno de los pasos de los procesos automatizados. Para ello, el usuario cuenta con una interfaz web en la cual puede visualizar una bandeja con las tareas asignadas para su atención. Los principales beneficios del uso del sistema GPS se muestran en la **ilustración 6-8**.

Inteligencia de ubicación mediante el Sistema de Información Geográfica

El Sistema de Información Geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) representa un componente clave para la supervisión pues permite recolectar, gestionar y analizar datos espaciales, ayudando a mejorar la toma de decisiones. La implementación del GIS está basada en la plataforma corporativa ArcGIS y brinda soporte a los subprocesos de planificación, ejecución y monitoreo de la supervisión, tal como se muestra en la **ilustración 6-9**.

En el subproceso de planificación de la supervisión se cuenta con aplicaciones web que contienen capas de información debidamente organizadas por temática y que permiten realizar el análisis espacial y temporal. En la **ilustración 6-10** se muestra una aplicación web del aspecto geotécnico del transporte por ductos de gas natural.

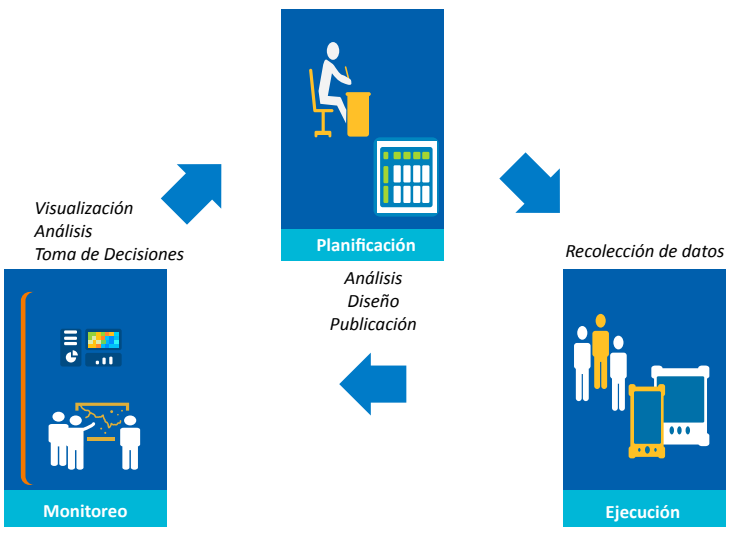
En el subproceso de la ejecución se cuenta con aplicativos móviles que permiten realizar la exploración, navegación y recolección de datos georreferenciados en campo. El aplicativo está preparado para funcionar en zonas con conexión a Internet y sin ella (posterior sincronización automática), notificando el resultado de la supervisión apenas es enviado por el supervisor desde el campo. En la **ilustración 6-11** se muestra un formulario utilizado como parte de una aplicación móvil para la recolección de datos en campo del transporte por ductos de gas natural y en la **ilustración 6-12** su uso durante una supervisión en campo. Entre los beneficios obtenidos mediante el uso de aplicativos móviles están:

El GIS permite recolectar, gestionar y analizar datos espaciales, ayudando a mejorar la toma de decisiones.

- Reducción del tiempo de procesamiento y envío de los datos de la supervisión en campo.
- Reducción en el número de equipos independientes a utilizar: GPS navegador[21], cámara, entre otros.
- Información estructurada y de alta calidad.
- Generación de reportes diarios.

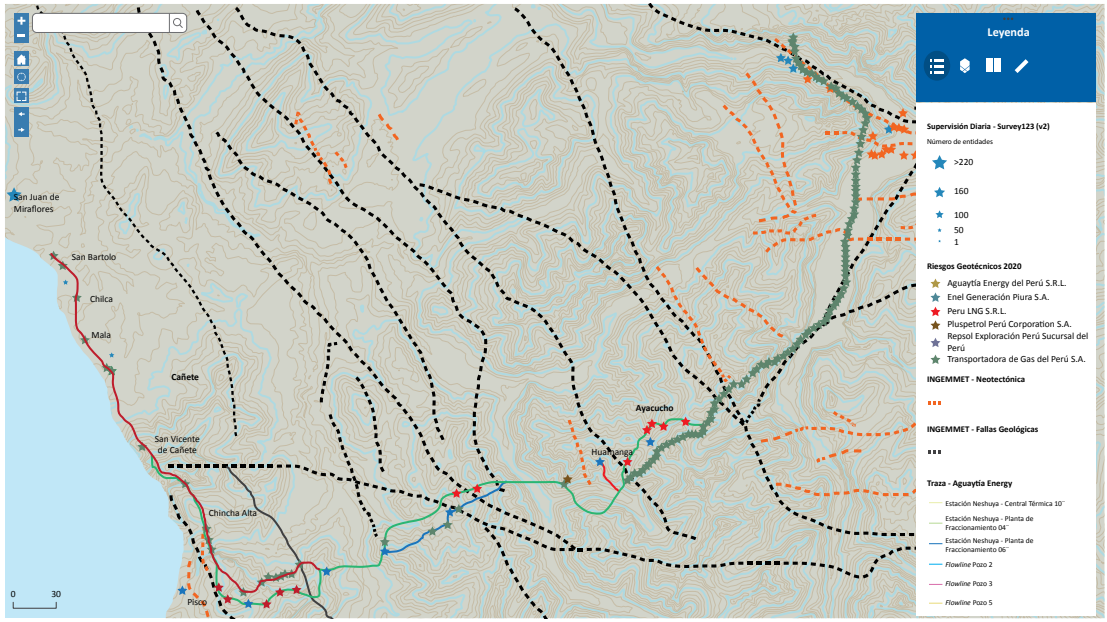
Finalmente, como parte del subproceso de monitoreo, se cuenta con tableros de control o *dashboards* que presentan de manera espacial y mediante el uso de indicadores y cuadros dinámicos e interactivos, el estado actual de la supervisión en campo. En la **ilustración 6-13** se muestra un tablero de control utilizado para el monitoreo de la supervisión del transporte por ductos de gas natural.

Ilustración 6-9:
Soporte de GIS a la supervisión



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-10:
Aplicación web GIS del aspecto geotécnico



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

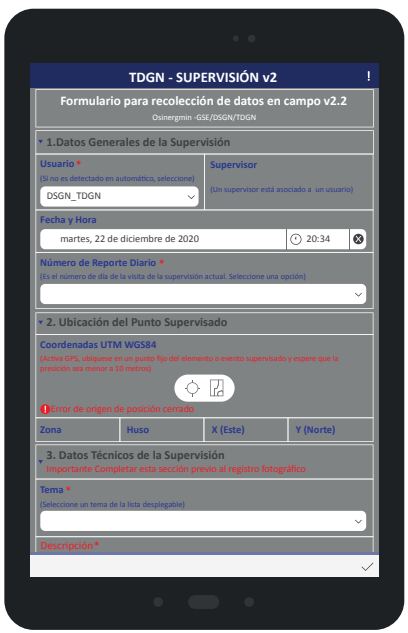


Ilustración 6-11:
Aplicativo móvil para la recolección de datos en campo

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Uso del aplicativo móvil para la recolección de datos en campo.
Foto: DSGN-Osinergmin.

Supervisión mediante sistemas de aeronaves piloteadas a distancia

El uso de los sistemas de aeronaves piloteadas a distancia (RPAS, por sus siglas en inglés) o drones como herramienta tecnológica inteligente ha logrado mejorar la supervisión de los sistemas de transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural. Esto se debe a que los productos obtenidos del levantamiento aerofotogramétrico[22] (ortofotografías[23], modelos digitales y planimetría[24] y videos aéreos de alta definición) brindan información adicional a la recolectada de forma tradicional. Así, mediante su análisis e interpretación se puede realizar la verificación del cumplimiento de la normativa técnica y de seguridad de las instalaciones supervisadas con un alcance más amplio.

Uso de RPAS o drones en la supervisión. Foto: DSGN-Osinergmin.

El uso de los sistemas de aeronaves piloteadas a distancia (RPAS, por sus siglas en inglés) o drones como herramienta tecnológica inteligente ha logrado mejorar la supervisión de los sistemas de transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural.

Ilustración 6-12:
Dashboard para el control de la supervisión

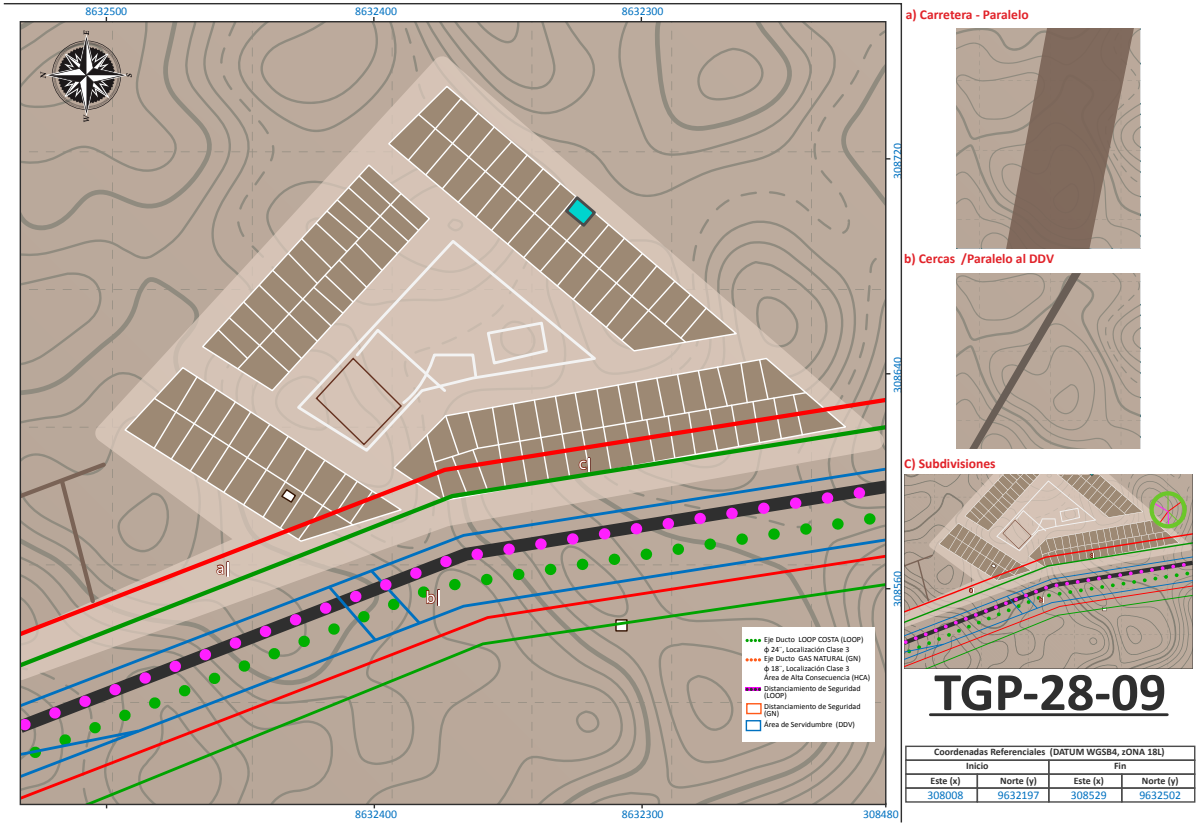
Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Vista del área de la turbina desde el lado del área de compresión de propano en Planta Melchorita. Foto: DSGN-Osinergmin.

El uso de drones para la supervisión otorga los siguientes beneficios:

- Obtener mayor alcance espacial de la zona supervisada (16 veces más área con respecto a una supervisión tradicional). Ver **ilustración 6-13**.
- Contar con fotografías de alta resolución (5 cm) y videos aéreos de alta resolución de las zonas críticas supervisadas.

Ilustración 6-13:
Proyecto de lotización próximo al Derecho de Vía



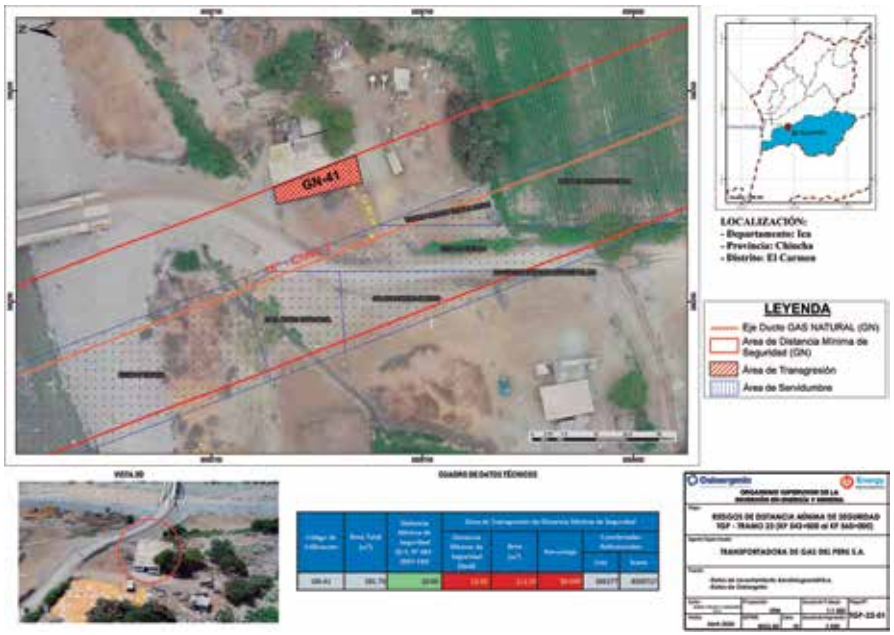
Coordenadas Referenciales (DATUM WGSB4, zONA 18L)			
Inicio		Fin	
Este (x)	Norte (y)	Este (x)	Norte (y)
308008	9632197	308529	9632502

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-14:
Identificación de acciones por terceros que podrían afectar la integridad del ducto

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-15:
Edificación identificada que estaría incumpliendo la distancia mínima de seguridad correspondiente



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

- Supervisar zonas con restricciones de acceso y complejas.
- Identificar acciones que podrían afectar la integridad del ducto asociado a riesgos de acciones por terceros. Ver **ilustración 6-14**.
- Determinar con precisión el cumplimiento de las distancias mínimas de seguridad (identificación de edificaciones que transgreden la franja de seguridad). Ver **ilustración 6- 15**.
- Contar con videos georreferenciados, los cuales permiten visualizar en simultáneo el video, la ubicación y el recorrido del dron en un mapa. Ver **Ilustración 6-16**.
- Recibir la transmisión en tiempo real del video del dron en zonas donde existe conexión a Internet.

Supervisión remota mediante el sistema Scada

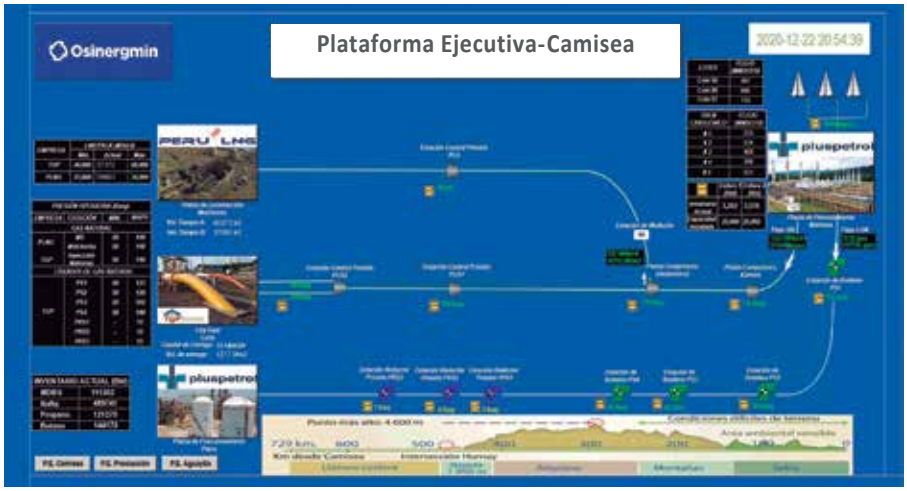
A partir de 2017, la Unidad de Transporte por Ductos de Gas Natural (UTDGN) supervisa las actividades de transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural con información en tiempo real referida a parámetros operativos del ducto (presión, temperatura, flujo, estado de válvulas, estaciones, *linepack*[25], alarmas de emergencia, estado del sistema de protección catódica). Esta información es remitida por los agentes supervisados de acuerdo con lo establecido en la Resolución de Consejo Directivo N° 248-2016-OS/CD.

Asimismo, esta información es recibida y visualizada en el Centro de Supervisión de Osinergmin (CSO), desde donde se monitorean las condiciones operativas en el ducto,

Ilustración 6-16:
Video georreferenciado de la supervisión del Derecho de Vía

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-17:
Vista ejecutiva de Camisea



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

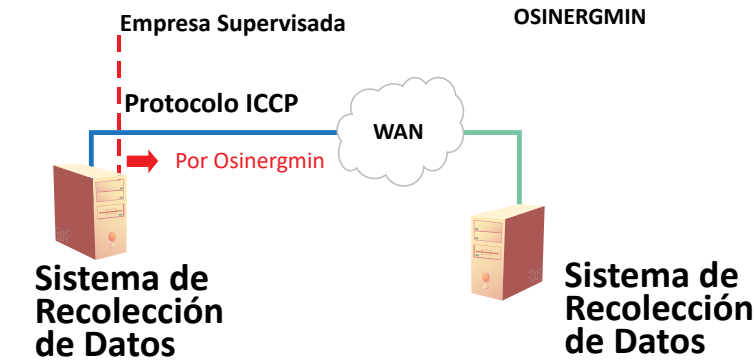
se verifica el mantenimiento (prueba de sistemas de emergencia, pruebas de apertura/cierre de válvulas, entre otros) y las alarmas de emergencia.

En el caso de las alarmas de emergencia, adicionalmente son notificadas de manera inmediata vía mensaje de texto y correo electrónico al personal del Osinergmin con la finalidad de que mediante el Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (Scada) se verifique el estado operativo en la supervisión remota del CSO, se realice la contrastación con los mantenimientos programados en el día y se consulte al agente supervisado, de ser necesario.

Contar con información en tiempo real y las alertas de posibles emergencias (hasta su confirmación) ha permitido a Osinergmin actuar de manera temprana para supervisar de forma oportuna y hacer el seguimiento de las condiciones operativas durante y después de ocurrida la emergencia. Esta tecnología está disponible permanentemente para el monitoreo de las actividades de las empresas supervisadas. En la **ilustración 6-17** se muestra la interfaz de una vista ejecutiva que es utilizada para la supervisión mediante el sistema Scada.

Osinergmin desplegó líneas de comunicación usando como medio fibra óptica y enlaces satelitales hacia cada una de las salas de control de los diferentes agentes supervisados, siguiendo el esquema mostrado en la **ilustración 6-18**. Mediante estas líneas se recoge la información en tiempo real que entrega el agente supervisado al CSO para el chequeo remoto de instalaciones de ductos de gas natural y líquidos de gas natural.

Ilustración 6-18:
Topología de transmisión de información



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Planta de Gas Natural Pampa Melchorita, Perú. Foto: Osinergmin.

Herramientas tecnológicas para el soporte de la supervisión en desarrollo

Entre las próximas herramientas tecnológicas usadas para brindar el soporte a la supervisión se tienen:

- Técnicas de Captura de la Realidad (escáner láser 3D) para la creación de los gemelos digitales 3D de las plantas compresoras, los cuales permitirán:
  - Mediciones de distancias reales
  - Interactuar con los elementos de la infraestructura
  - Integración con el GIS
  - Integración con el Scada
  - Identificación de zonas de riesgo
- Realidad virtual, realidad aumentada y realidad mixta[26] con el fin de brindar soporte virtual inmersivo e interactivo a las actividades de supervisión de ductos de gas natural y líquidos de gas natural para garantizar la verificación del adecuado cumplimiento técnico y normativo por parte de los agentes supervisados.
- Técnicas de visión artificial[27], específicamente redes neuronales convolucionales[28], aplicadas al análisis multitemporal de imágenes satelitales de alta resolución para el monitoreo de ductos de gas natural y líquidos de gas natural con la finalidad de identificar riesgos que podrían afectar la integridad (ver **ilustración 6-19**).

6.3.2. Resumen de las herramientas tecnológicas en la supervisión de plantas

En esta sección se describe el papel de la tecnología en la supervisión de los lotes y plantas de procesamiento de gas natural, así como algunos proyectos innovadores en ejecución que tendrán un profundo impacto al permitir conocer el estado de la producción en tiempo real.

El Scada ha permitido verificar y supervisar, de forma permanente y en tiempo real, las operaciones de producción y procesamiento de gas natural y de líquidos de gas natural de las empresas: Peru LNG, Aguaytía Energy del Perú, Pluspetrol Perú Corporation, Procesadora de Gas Pariñas, Graña y Montero Petrolera y Praxair.

El Scada en la supervisión de plantas y lotes

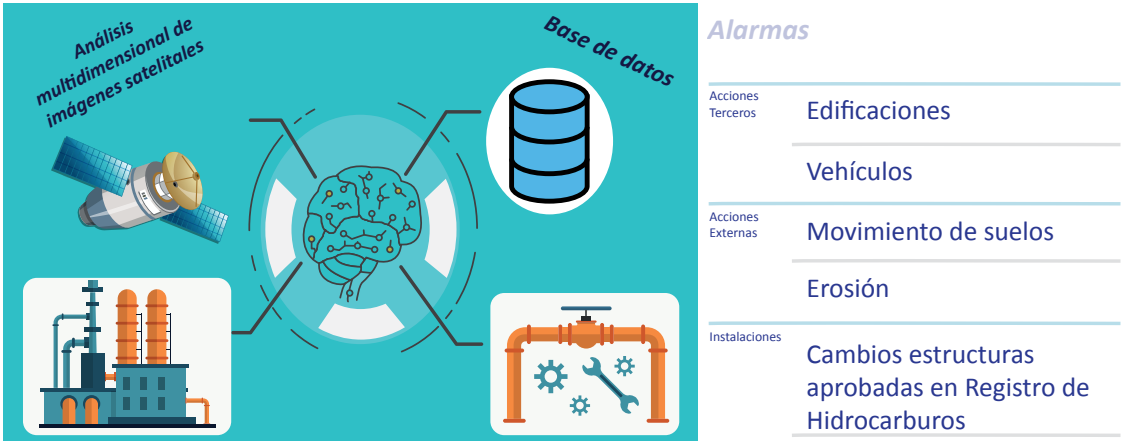
El Scada ha permitido verificar y supervisar, de forma permanente y en tiempo real, entre otros aspectos, las operaciones de producción y procesamiento de gas natural y de líquidos de gas natural de las empresas: Peru LNG, Aguaytía Energy del Perú, Pluspetrol Perú Corporation, Procesadora de Gas Pariñas, Graña y Montero Petrolera y Praxair.

En los lotes y plantas de procesamiento, el Scada permite conocer permanentemente y a detalle las principales condiciones operativas, como flujos másicos y volumétricos[29], temperatura, presión y calidad (ver **ilustración 6-20**). Asimismo, el sistema genera alarmas de emergencia y notificaciones por correo y mensajes de texto ante eventos como paradas de plantas programadas y no programadas. Esto permite evaluar la situación y tomar acciones, entre otras, que garanticen el abastecimiento de combustibles a nivel nacional. Las acciones se pueden tomar desde cualquier punto y desde cualquier dispositivo fijo y/o móvil (*tablet, laptop, desktop* y/o celular).

Repgraph Móvil en la supervisión del Osinergmin

Este es un proyecto en desarrollo que permitirá generar reportes operativos y alarmas, observar vistas generales y ejecutivas desde dispositivos móviles (*tablet* y celular). A diferencia del sistema Scada, el Regraph Móvil entregará datos más compactos y relevantes para conocer el estado general de las distintas instalaciones de gas natural (ver **ilustración 6-21**).

Ilustración 6-19:
Utilización de técnicas de inteligencia artificial



Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-20:
Visualización de señales en tiempo real de las actividades de producción de gas natural

Fuente y elaboración: UPPGN[30]/DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-21:
Prototipo del sistema Regraph Móvil

Fuente y elaboración: UPPGN/DSGN-Osinergmin.

El sistema GIS en la supervisión de lotes y plantas

Por otra parte, el GIS también se emplea para la supervisión de lotes y plantas, con las funcionalidades relacionadas a la gestión de datos espaciales, expuestas en la subsección anterior. La **ilustración 6-22** muestra un registro fotográfico para la elaboración de reportes diarios.

Al respecto, sobre la plataforma ArcGIS se desarrollaron pruebas de funcionalidad de sus aplicativos ArcGIS Pro y Survey 123, considerando la programación, modelamiento y monitoreo, tanto para el registro de la ubicación georreferenciada como para el levantamiento de información mediante plantillas (ver **ilustración 6-23** e **ilustración 6-24**).

Ilustración 6-22:
Geolocalización y registro fotográfico

Fuente y elaboración: UPPGN/DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-23:
Visualización en equipo móvil

Fuente y elaboración: UPPGN/DSGN-Osinergmin.

Ilustración 6-24:
Levantamiento de información georreferenciada

Fuente y elaboración: UPPGN/DSGN-Osinergmin.

Cuadro 6-4:
Softwares empleados para la supervisión inteligente de consumidores conectados*

Explorer for ArcGIS	· Consiste en un mapa georreferenciado en el cual se ubican de forma precisa los consumidores en las localidades a supervisar, con un sistema GPS para que el supervisor pueda ubicarse y dirigirse a dichos consumidores. · Esta plataforma está diseñada de tal forma que al presionar sobre un cliente nos dirige a la encuesta en el aplicativo Survey 123 a efectos de ingresar la información que se recolecte durante la visita. · Desde la central, el especialista encargado del Osinergmin, puede ver en tiempo real las visitas que se encuentra realizando el supervisor
Survey 123	· Consiste en una encuesta precargada con los detalles que se deben verificar y consultar en cada visita de supervisión (características de la instalación, datos del gabinete, opiniones del usuario, entre otros) la cual deberá ser llenada y firmada en el mismo teléfono móvil por el supervisor y por el usuario visitado. · Esta plataforma también permite la carga de las fotografías. · Cabe señalar que la información cargada se actualiza en tiempo real en la central del Osinergmin.

*Nota. Los *softwares* pueden ser descargados desde *Google Play*.

Fuente: DSGN-Osinergmin. Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 6-25:
Recolección de información

Fuente y elaboración: DSGN-Osinergmin.

6.3.3. Resumen de las herramientas tecnológicas en la supervisión de distribución

Supervisión inteligente de consumidores conectados

Mediante el ¨Procedimiento de supervisión de número de consumidores conectados¨[31] se establecieron los lineamientos para la supervisión de consumidores conectados de acuerdo con el plan propuesto por cada sociedad concesionaria en sus respectivos contratos de concesión.

A efectos de facilitar la organización de información resultante de las visitas de supervisión de campo a las muestras de consumidores conectados, se procedió a utilizar el aplicativo ArcGIS, asociado al aplicativo de encuestas Survey 123 (ver **cuadro 6-4)**. De esta manera, se logra recoger la información en actas de visita digitales mediante dispositivos móviles, los cuales se actualizan en tiempo real y luego podrán ser descargadas y procesadas en gabinete (ver **ilustración 6-25**).

Mediante el uso de los *softwares* Explorer for ArcGIS y Survey 123 se realiza la recolección de data para una mejor supervisión de distribución.

Planta de perforación de gas natural. Foto: Osinergmin.

Ilustración 6-26:
Número de descargas de Facilito Gas Natural

Fuente y elaboración: Osinergmin (2019).

Facilito Gas Natural: una herramienta al alcance del usuario

Los dispositivos móviles se han convertido en un artículo muy relevante en la vida de muchas personas. En este sentido, Osinergmin ha ido al ritmo de la tecnología actual, implementando Facilito Gas Natural, un innovador aplicativo para celulares que busca contribuir con la expansión del gas natural, así como supervisar su uso seguro. El proyecto fue lanzado en setiembre de 2017 a manera de piloto en Ica.

La herramienta permite realizar las siguientes acciones:

- Conocer si existe una red de gas natural cercana al hogar y saber qué pasos seguir para contar con este servicio.
- Contactar instaladores capacitados que garanticen el cumplimiento de las normas técnicas en la construcción de las tuberías a fin de que estas sean seguras.
- Consultar en tiempo real el estado del trámite de la instalación.
- Reportar las fugas de gas para su atención de forma oportuna.

Para el caso del registro de inconvenientes, como las fugas de gas, la información se enviará a la empresa que brinda el servicio de gas natural para que resuelva el problema y el Osinergmin supervisará su cumplimiento.

En 2018, el aplicativo Facilito Gas Natural, en conjunto con otros aplicativos del Osinergmin, formaron parte del proyecto "Juntos crecemos con MasiGas: desarrollando y

articulando el mercado de gas natural para un acceso facilito, seguro y de calidad al hogar", que ganó en la categoría "Promoción del desarrollo económico del premio buenas prácticas en gestión pública, otorgado por Ciudadanos al Día". Facilito Gas Natural puede descargarse gratuitamente en *smartphones* IOS y Android (Osinergmin, 2018a).

El uso del aplicativo ha sido muy importante para la reducción de reclamos presentados ante la empresa distribuidora, así como para la simplificación de trámites que realizan los usuarios. Por otro lado, su difusión ha permitido que a 2019 la cantidad de descargas ascienda a 6665, lo cual representó un 21% más en comparación con 2018 (ver **ilustración 6-28**).

En este capítulo se desarrollaron las experiencias en regulación y supervisión del Osinergmin en el marco de sus funciones, evidenciando la adaptabilidad y la proactividad en una industria que se encuentra en plena expansión, como la del gas natural. Asimismo, se describieron las herramientas tecnológicas usadas para cumplir con los objetivos de una supervisión eficiente, haciendo partícipe incluso al consumidor final con herramientas como Facilito Gas Natural.

En el siguiente capítulo se mostrará cómo Osinergmin ha manejado la pandemia generada por la propagación del Covid-19 desde la perspectiva legal y técnica, presentando las experiencias que han fortalecido las cualidades de la institución para enfrentar cualquier eventualidad.

Planta de gas natural Melchorita-Perú. Foto: Osinergmin.

Tanques de almacenamiento de planta Yarinacocha. Foto:DSGN-Osinergmin.

07 IMPACTO EXTERNO: LA PANDEMIA COVID-19

El coronavirus o Covid-19 ha causado un impacto negativo en todo el mundo. Al 26 de diciembre de 2020 existen más de 80 millones de personas infectadas y más de un millón setecientos mil fallecidos (Johns Hopkins University, 2020). Según las proyecciones del Fondo Monetario Internacional de octubre de 2020, el Producto Bruto Interno mundial retrocedería 4.4% este año, la mayor desaceleración desde la Gran Depresión (1929-1939). En este capítulo se analizará el comportamiento de los sectores regulados por Osinergmin durante la pandemia de coronavirus y qué medidas regulatorias y de supervisión ha tomado la entidad ante esta crisis sanitaria.

Planta Chilca, Lima. Foto: Osinergmin.

CAPÍTULO 7

IMPACTO EXTERNO: LA PANDEMIA COVID-19

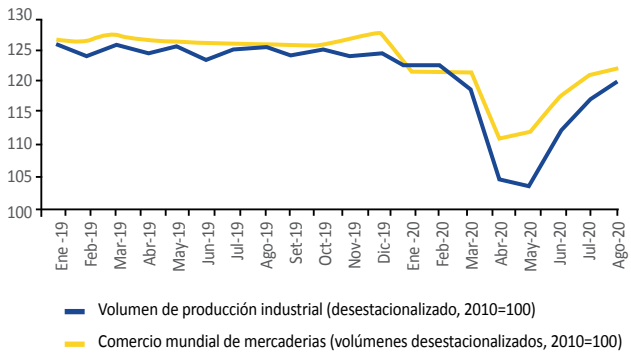
El brote de la enfermedad por coronavirus (Covid-19) se inició en la ciudad de Wuhan en China. La Comisión Municipal de esta ciudad notificó un conjunto de casos de neumonía el 31 de diciembre de 2019. El Covid-19 se expandió rápidamente en China y en los países europeos durante los primeros meses de 2020. El 11 de marzo de 2020, la Organización Mundial de la Salud (OMS) decretó el estado de pandemia (OMS, 2020).

El Covid-19 ha causado estragos a nivel económico y social en todo el mundo. Según el FMI, el PBI mundial retrocedería 4.4% en 2020 y de acuerdo con la OIT se habrían perdido 495 millones de empleos equivalentes a tiempo completo en el 2T2020.

El Covid-19 ha causado estragos sin precedentes a nivel económico y social en todo el mundo. Al 26 de diciembre de 2020 existen más de 80 millones de personas infectadas y más de un millón setecientos mil fallecidos (Johns Hopkins University, 2020). Los gobiernos han adoptado diferentes acciones para afrontar el contagio, entre estas destacan las medidas de cuarentena (aislamiento social obligatorio) y restricciones de movilidad en el primer semestre de 2020.

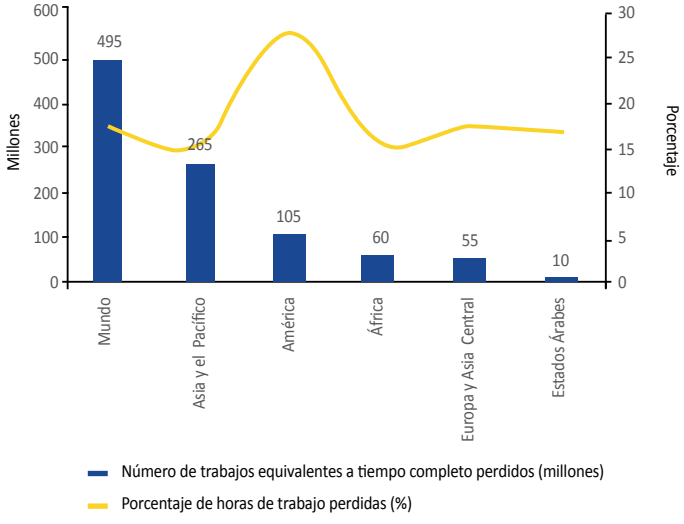
Según las proyecciones del Fondo Monetario Internacional (FMI) publicadas en octubre de 2020, el Producto Bruto Interno (PBI) mundial retrocedería 4.4% este año, la mayor desaceleración desde la Gran Depresión (1929-1939[1]), debido a la caída de la actividad económica global, los menores precios de las materias primas y las restricciones de crédito (Ministerio de Economía y Finanzas, MEF, 2020a). La producción industrial global cayó 12% consecutivamente en los meses de abril y mayo de 2020 con respecto a 2019 por la paralización de actividades (ver **gráfico 7-1**). El sector comercio también se ha visto afectado, tanto en servicios como en mercancías. El comercio de servicios cayó 30% en el segundo trimestre de 2020 (con respecto al año anterior), este descenso se ha materializado en todas las regiones y en la mayoría de servicios, excepto en el de informática por las medidas de trabajo remoto y una mayor demanda de

Gráfico 7-1:
Índices de producción industrial (excluye al sector construcción) y comercio de mercaderías a nivel global



Fuente: CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-2:
Porcentaje de horas de trabajo perdidas y número de empleos equivalentes perdidos en el 2T2020*



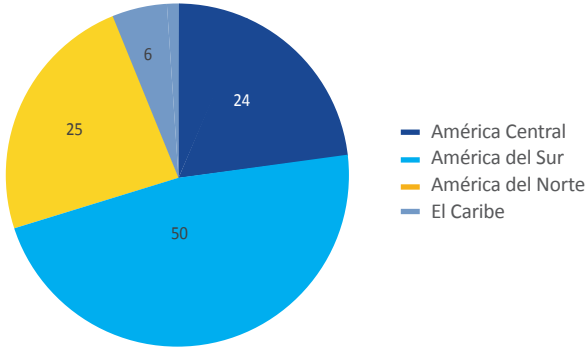
* El porcentaje de horas perdidas es respecto al 4T2019.

Fuente: OIT (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

digitalización (OMC, 2020a). El volumen de comercio de mercaderías también registró un desplome de 14.3% en el segundo trimestre de 2020 comparado con 2019 (OMC, 2020b).

Con respecto al mercado laboral, de acuerdo con estimaciones de la Organización Internacional de Trabajo (OIT, 2020), la pérdida de horas trabajadas en el segundo trimestre de 2020 comparada con el cuarto trimestre de 2019 (escenario prepandemia) habría sido del 17.3%, lo que representa 495 millones de empleos equivalentes[2] perdidos a tiempo completo (ver **gráfico 7-2**). Este impacto en el empleo es diferenciado por regiones. América del Sur sería una de las regiones más afectadas con un porcentaje de horas de trabajo perdidas de 33.5%, equivalente a 50 millones de puestos de trabajo a tiempo completo perdidos (**gráfico 7-3**). Los trabajadores con alto riesgo de perder el empleo son los que pertenecen al sector manufactura, alojamiento y comida y ventas al por menor (BBC, 2020).

Gráfico 7-3:
Número de empleos equivalentes perdidos en América en el 2T2020 (millones)



Nota.El valor para El Caribe se obtuvo como la resta del número de trabajos perdidos en Latinoamérica y El Caribe y el número de trabajos perdidos en América Central y América del Sur.

Fuente: OIT (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

7.1. IMPACTOS DEL COVID-19 EN LA ECONOMÍA PERUANA A NIVEL MACROECONÓMICO

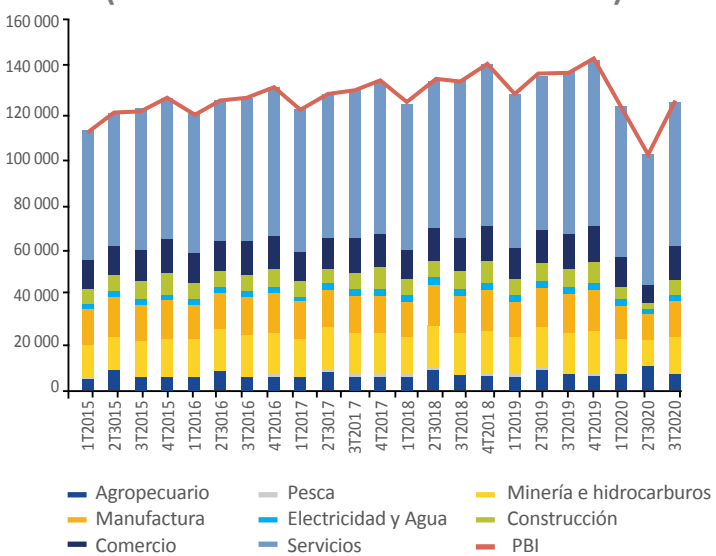
El Perú no ha sido ajeno a esta adversa coyuntura internacional, según el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP, 2020a) el PBI en el segundo trimestre de 2020 se redujo en 29.78% (en comparación con el segundo trimestre de 2019) y de acuerdo con proyecciones del FMI (2020), el crecimiento económico para 2020 sería de -13.9% (la mayor caída desde la guerra del Pacífico). Los sectores más afectados en el segundo trimestre de 2020 fueron construcción (-66.03%), comercio (-47.41%), manufactura (-34.36%) y minería (-34.10%[3]) (ver **gráfico 7-4**).

Según el MEF (2020a), esta contracción tuvo como principales factores (i) la cuarentena general en el país y el cierre de fronteras decretados por el Gobierno el 15 de marzo[4] con el objetivo de contrarrestar la expansión del Covid-19, (ii) la menor demanda de los socios comerciales, (iii) la tendencia de los precios de materias primas a la baja y (iv) la alta volatilidad en el mercado financiero. En el **recuadro 7-1** se resumen las principales medidas económicas adoptadas por el Gobierno y el BCRP para disminuir el impacto del Covid-19 en la economía peruana.

En respuesta a la menor actividad, la tasa de desempleo promedio trimestral a nivel nacional aumentó de 4.4% a 8.8% entre febrero y junio de 2020 (ver **gráfico 7-5**). Asimismo, el número de personas subempleadas por insuficiencia de horas (subempleo visible[5]) en Lima Metropolitana creció 31.2% (207 200 personas[6]) en el trimestre móvil de julio a setiembre, en comparación con el mismo periodo de 2019 (Instituto Nacional de Estadística e Informática, INEI, 2020a).

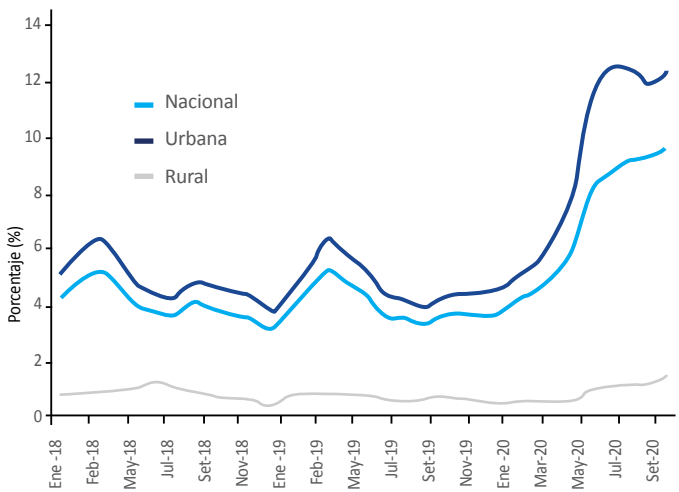
El PBI nacional se redujo en 29.78% en el segundo trimestre de 2020 y el FMI proyecta una caída de esta variable de -13.9% en 2020.

Gráfico 7-4:
PBI trimestral por sectores
(Millones de soles constantes de 2007)



Fuente: BCRP (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-5:
Tasa de desempleo por área de residencia
(Promedio móvil trimestral)



Fuente: INEI (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

RECUADRO 7-1
Principales medidas económicas adoptadas por el Gobierno frente al Covid-19

A fin de contener los efectos negativos sociales y económicos del Covid-19, el Gobierno peruano implementó un Plan Económico equivalente al 20% del PBI por medio de varios decretos de urgencia, supremos, entre otros (MEF, 2020b). Los instrumentos de política económica que contempla este plan son:

1. Medidas tributarias por 2.3% del PBI (S/ 16.2 mil millones), como aplazamientos del pago de impuestos, tanto para las empresas como para las personas.

2. Medidas de gasto público por 4.3% del PBI (S/ 29.9 mil millones) para fortalecer el sistema de salud, brindar ayuda económica a las familias y mantener la inversión pública para reactivar la economía.

3. Medidas para otorgar liquidez a las familias y empresas por 13% del PBI (S/ 90.3 mil millones) mediante programas de garantía pública de créditos y retiros extraordinarios de ahorro privado, como CTS y AFP.

Reformadores en planta de Hidrógeno. Foto: DSGN-Osinergmin.

Tanques de *blending* en prueba de espuma en planta Pisco. Foto: DSGN-Osinergmin.

En línea con el Plan Económico, el Gobierno puso en marcha el plan para la reanudación progresiva de actividades en cuatro fases. La Fase 1 inició en mayo y aprobó la reapertura de actividades vinculadas a la minería e industria, construcción, servicio y comercio electrónico. La Fase 2 inició en junio y aprobó la reapertura de más actividades de los sectores de agricultura, minería, industria, comercio y servicios.

La Fase 3, que inició en julio, permitió el desarrollo total de las actividades relacionadas a la agricultura, minería y construcción. Además, incluyó el transporte aéreo, marítimo e interprovincial de pasajeros. La Fase 4 inició en octubre con la reanudación de nuevas actividades y la ampliación de aforos de actividades.

Otra medida implementada por el Gobierno fue la creación del Programa Reactiva Perú[7] con el fin de reducir el riesgo de ruptura en la cadena de pagos a causa de la crisis del Covid-19. Este programa consiste en la inyección masiva de liquidez a la economía mediante créditos a bajas tasas de interés. Específicamente promueve el financiamiento de la reposición de los fondos de capital de trabajo de las empresas que enfrentan pagos y obligaciones a corto plazo con sus trabajadores y proveedores, a efectos de asegurar la continuidad en la cadena de pagos en la economía

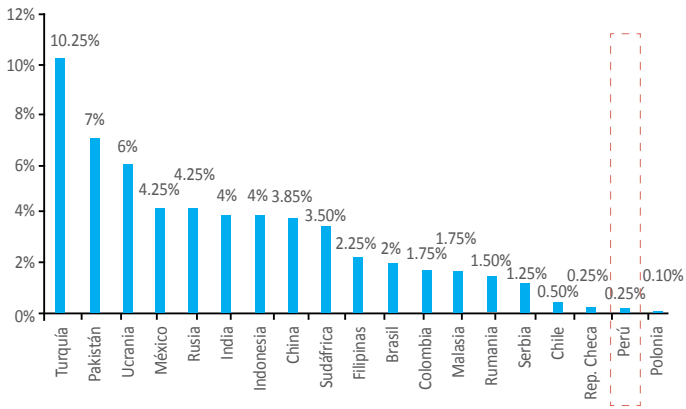
nacional. Así, las entidades del sistema financiero obtuvieron liquidez a un bajo costo de fondeo (mediante un mecanismo competitivo de subastas realizado por el BCRP) para destinarlos a créditos con bajo riesgo crediticio (debido a la garantía del Gobierno nacional).

El programa inició otorgando garantías por un monto máximo de S/ 30 mil millones y fue ampliado hasta S/ 60 mil millones (8.7% del PBI). A julio de 2020, Reactiva Perú permitió que se otorguen créditos por S/ 45 mil millones a tasas mínimas históricas (promedio 1.7%), beneficiando a cerca de 309 mil empresas.

Por el lado monetario, al igual que otros bancos centrales, desde el inicio del Estado de Emergencia, el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) viene aplicando una política monetaria expansiva para promover el funcionamiento del mercado en un entorno de contracción económica. Las medidas se enfocaron en la reducción del costo de financiamiento, la provisión de liquidez al sistema financiero y la reducción de la volatilidad de las tasas de interés a largo plazo y el tipo de cambio (BCRP, 2020b).

En ese sentido, desde abril, la tasa de interés de referencia se mantiene en un nivel mínimo histórico de 0.25%. Otras economías, tanto emergentes como desarrolladas, han optado también por bajar sus tasas de referencia (ver **gráfico 7-6**).

Gráfico 7-6:
Tasa de interés de política monetaria, octubre 2020 (en %)



Fuente y elaboración: BCRP (2020c).

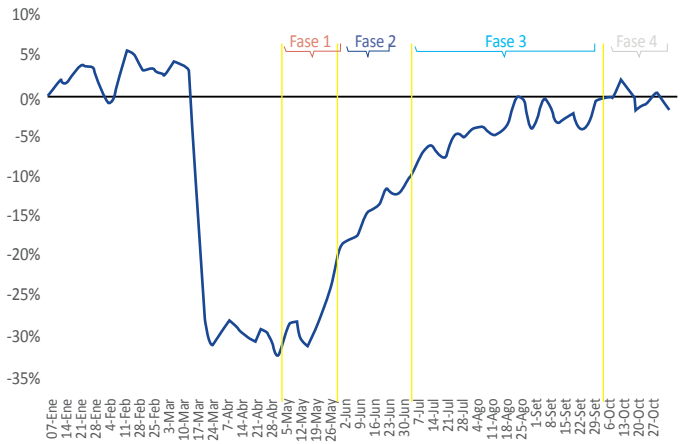
7.2. IMPACTOS DEL COVID-19 EN LOS SECTORES ENERGÉTICOS Y MINEROS

a) Sector eléctrico

La cuarentena decretada por el Gobierno paralizó la actividad productiva en varios sectores económicos. Esto afectó a la demanda eléctrica que se redujo a una tasa promedio de 28.5%[8] durante la tercera semana de marzo y mayo de 2020, en comparación con el mismo periodo del año previo, y registró un valor mínimo durante la semana móvil del 26 de abril con una tasa de -32.4%.

El 3 de mayo se publicó el Decreto Supremo N° 080-2020-PCM que contempló una estrategia de cuatro fases de reanudación de actividades de forma gradual. La primera inició el mismo mes con la apertura de los sectores minería e industria. Esto permitió que la demanda eléctrica se recuperara y ha continuado con una tendencia positiva debido al comienzo de la Fase 2 en junio (sector construcción), la Fase 3 en julio (sector servicios y turismo) y la Fase 4 en octubre (sector comercio) (ver **gráfico 7-7**). A partir de mediados de junio,

Gráfico 7-7:
Promedio móvil semanal de la demanda eléctrica nacional (var. % anual), 2020



Fuente: COES (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

la demanda eléctrica en la región norte del país ha retornado a una senda de crecimiento positivo (ver **gráfico 7-8**).

La demanda eléctrica se vio afectada por la cuarentena decretada por el Gobierno que paralizó la actividad productiva en varios sectores. Esto redujo la demanda a una tasa promedio de 28.5% durante la tercera semana de marzo y mayo de 2020. Sin embargo, con la apertura de las actividades económicas, a partir de mayo, la demanda eléctrica muestra una tendencia positiva.

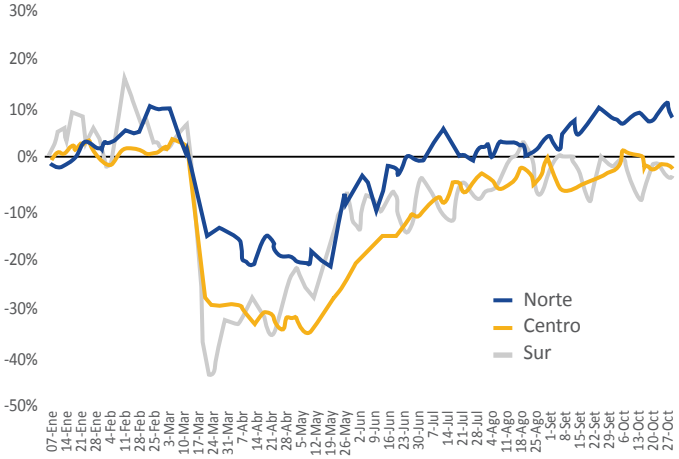
Por el lado de la oferta, la producción de electricidad a base de gas natural de Camisea se contrajo drásticamente por la cuarentena, incluso hubo varios días en marzo, abril y mayo que no se utilizó este recurso para el despacho de electricidad. Entre finales de marzo y mediados de mayo, la producción hídrica fue la principal fuente energética. Luego, con la apertura gradual de la economía la oferta eléctrica ha crecido, pero sigue sin alcanzar los niveles previos a la pandemia (ver **gráfico 7-9**).

b) Sector gas natural

La demanda de gas natural en Lima y Callao registró niveles mínimos entre la tercera semana de marzo y mayo de 2020, con una tasa de crecimiento anual promedio de 74%[10]. Esta contracción se debió, principalmente, a la reducción de la demanda de los generadores eléctricos, cuya participación promedio en el volumen consumido bajó de 54% en febrero a 26% en abril de 2020. El escenario se ha ido revirtiendo debido al plan de reanudación de actividades del Gobierno (ver **gráfico 7-10**).

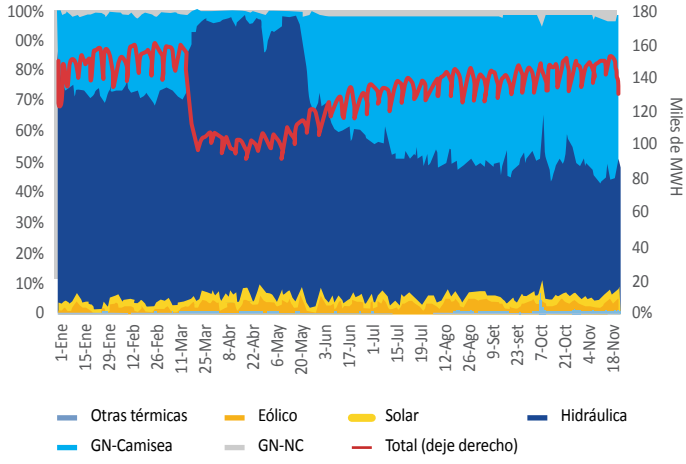
En la concesión de distribución de gas natural por ducto en Ica, la demanda se desplomó en promedio en 51% entre el 17 de marzo y 30 de junio en 2020, en comparación con los valores de 2019 (ver **gráfico 7- 11**). Las centrales térmicas pasaron de una participación promedio en el volumen consumido de 5.5% en febrero de 2020 a 0.6% para el periodo de marzo y junio de 2020. Sin embargo, a partir de la cuarta fase de activación económica, la demanda en Ica ya ha superado los valores alcanzados en 2019.

Gráfico 7-8:
Promedio móvil semanal de la demanda eléctrica por región[9] (var. % anual)



Fuente: COES (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-9:
Oferta eléctrica diaria por recurso energético (participación en %), 2020



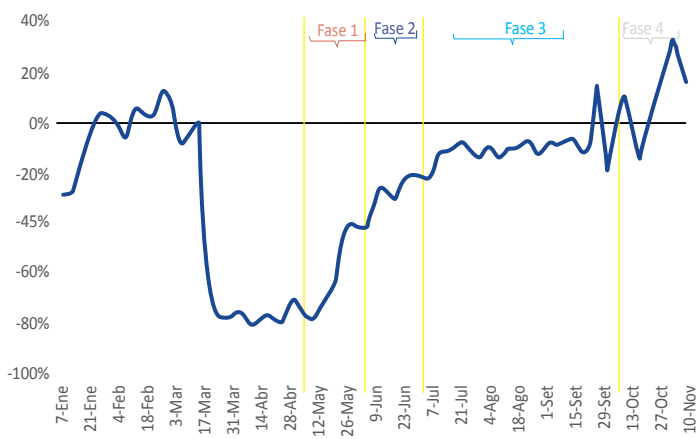
Fuente: COES (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Supervisor del Osinergmin en planta de hidrógeno. Foto: DSGN-Osinergmin.

La demanda de gas natural en la concesión Sur Este (Naturgy) experimentó altas tasas de crecimiento anuales desde inicios del año al 17 de marzo de 2020, fecha en la cual estas tasas de variación decrecieron hasta fines de mayo de 2020 con un valor promedio de 33% (ver **gráfico 7-12**). La demanda de esta región se ha recuperado durante la tercera fase de la reactivación económica.

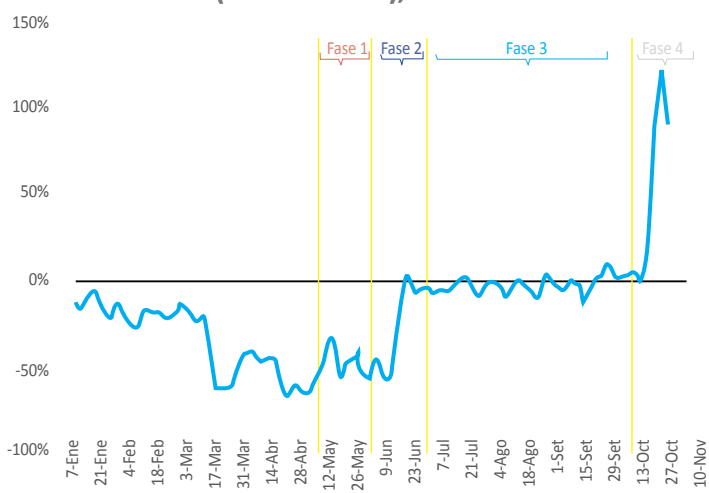
Para la concesión de distribución de gas natural a cargo de Quavii (Concesión Norte), la demanda subió fuertemente durante inicios de 2020, no obstante, debido a la pandemia las tasas de crecimiento anuales se ralentizaron llegando a valores negativos durante el 29 de abril y el 18 de mayo, en comparación con el mismo periodo en 2019 (ver **gráfico 7-13**). A diferencia de las otras tres concesiones analizadas, la demanda de la región norte ha tenido una recuperación más rápida.

Gráfico 7-10:
Promedio móvil semanal del volumen consumido de gas natural en Lima y Callao en Sm³ (Var. % anual), 2020



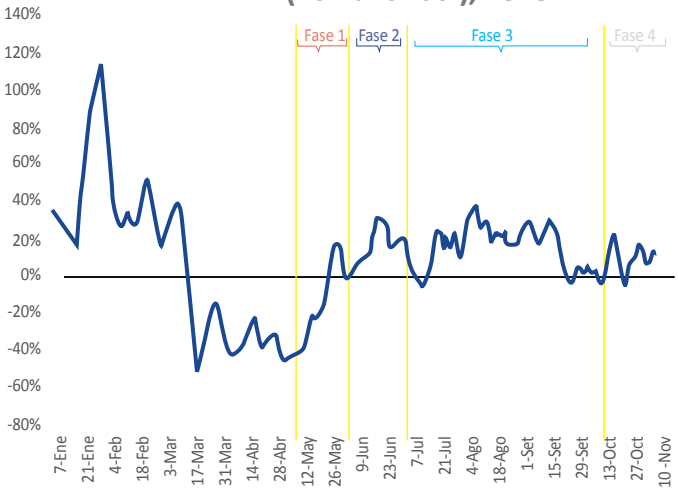
Fuente: DSR-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-11:
Promedio móvil semanal del volumen consumido de gas natural en Ica en Sm³ (Var. % anual), 2020



Fuente: DSR-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

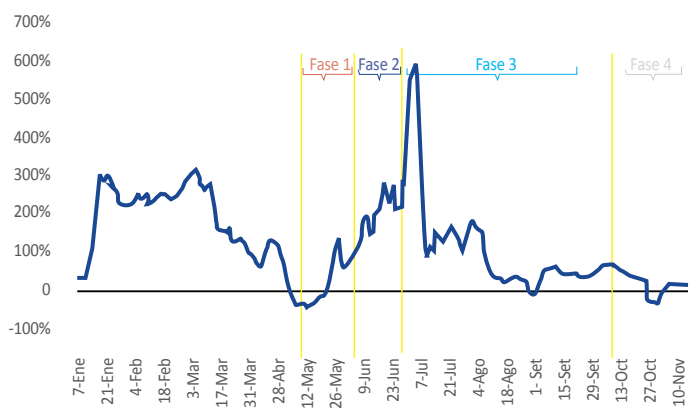
Gráfico 7-12:
Promedio móvil semanal del volumen consumido de gas natural en la Concesión Sur Este en Sm³ (Var. % anual), 2020



Fuente: DSR-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

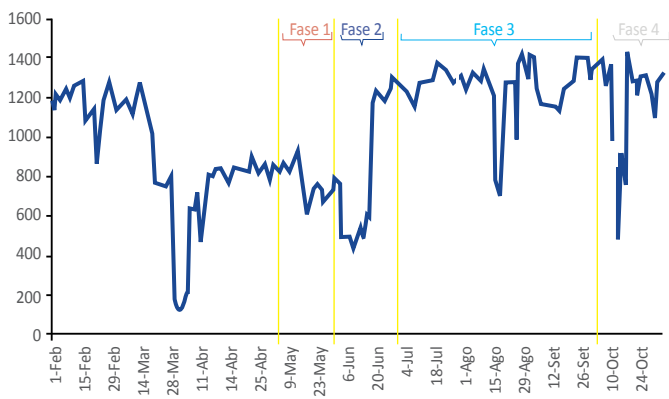
Siguiendo el análisis para la oferta de gas natural, en 2020 la producción cayó entre marzo e inicios de abril por el Estado de Emergencia Nacional. Se generó una baja histórica en la producción del Lote 88 en marzo y abril. La producción de los lotes 56 y 57 no presentó mayores cambios porque está destinada básicamente a la exportación. Las cifras a octubre mostraron una fuerte recuperación de la producción en el Lote 88, que superó los valores prepandemia (ver **gráfico 7-14**, **gráfico 7-15** y **gráfico 7-16**). En el caso de la producción fiscalizada de líquidos de gas natural (LGN), la caída registrada a finales de marzo respondió, principalmente, al adelanto del mantenimiento programado de la Planta de Licuefacción de Pisco que estaba planificado para abril (ver **gráfico 7-17** y **gráfico 7-18**).

Gráfico 7-13:
Promedio móvil semanal del volumen consumido de gas natural en la Concesión Norte en Sm³ (Var. % anual), 2020



Fuente: DSR-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

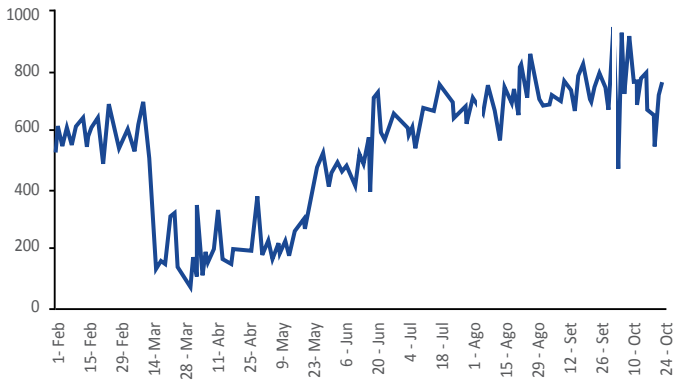
Gráfico 7-14:
Producción diaria de gas natural en Camisea en Planta de Separación Malvinas (MMPCD), 2020*



*Los espacios en blanco corresponden a información no registrada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

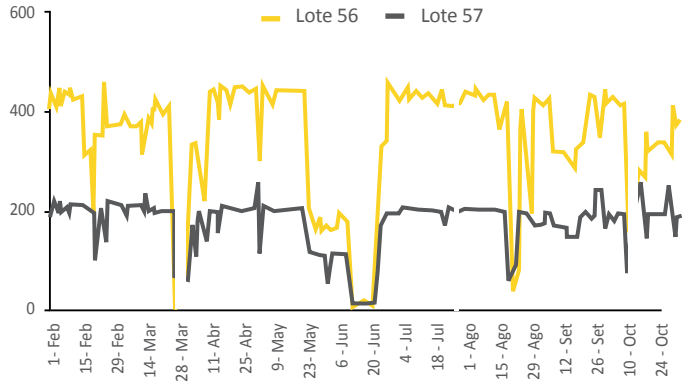
Gráfico 7-15:
Producción diaria de gas natural Camisea en Planta de Separación Malvinas en el Lote 88 (MMPCD), 2020*



*Los espacios en blanco corresponden a información no registrada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

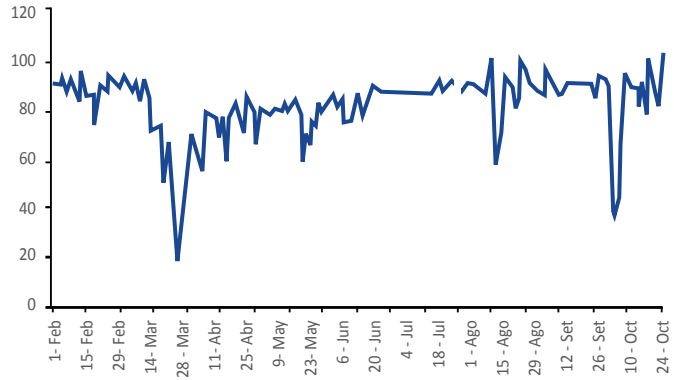
Gráfico 7-16:
Producción diaria de gas natural Camisea en Planta de Separación Malvinas en los lotes 56 y 57 (MMPCD), 2020*



*Los espacios en blanco corresponden a información no registrada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020a). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

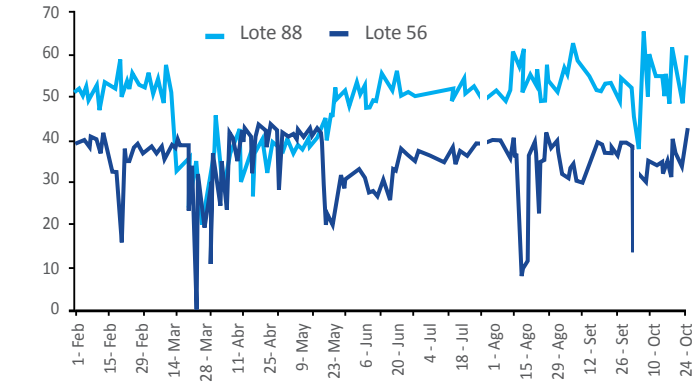
Gráfico 7-17:
Producción diaria de LGN procesado en la Planta de Fraccionamiento Pisco (MBPD), 2020*



*Los espacios en blanco corresponden a información no registrada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-18:
Producción diaria de LGN procesado en la Planta de Fraccionamiento Pisco (MBPD) en los lotes 88 y 56, 2020*



*Los espacios en blanco corresponden a información no registrada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020b). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Con respecto al segmento de transporte de gas natural, TGP celebra contratos de transporte a servicio firme, esto permite asignar la capacidad reservada diaria a las empresas. En abril de 2020, la capacidad no utilizada por los consumidores nacionales llegó a 719.3 MMPCD (15% de la capacidad contratada) por el Estado de Emergencia. Este valor ha disminuido debido a la reanudación de actividades económicas (DSGN-Osinergmin, 2020c) (ver **gráfico 7-19**).

El valor de las exportaciones tradicionales mineras disminuyó a más de la mitad en abril y mayo de 2020 (con respecto a 2019) debido a los menores precios de los metales básicos y la menor producción nacional.

c) Sector hidrocarburos líquidos

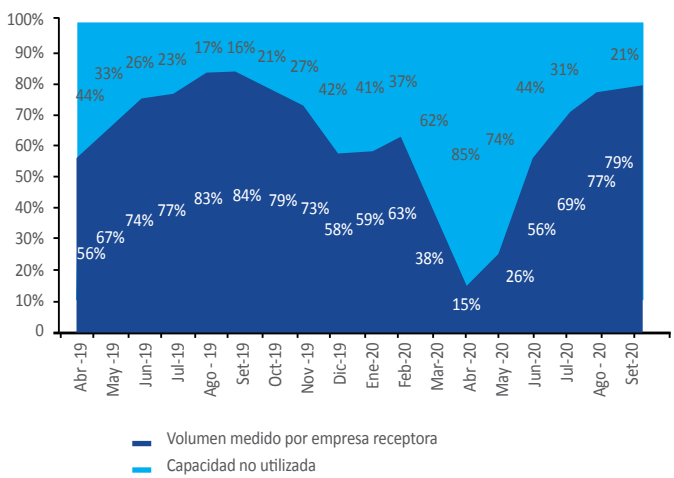
La demanda de hidrocarburos se redujo fuertemente a finales de marzo e inicios de abril, sobre todo por la disminución del consumo de gasolinas, dadas las restricciones al tránsito de vehículos a nivel nacional para frenar el avance del Covid-19 (ver **gráfico 7-20**). Las demandas de diésel y gas licuado de petróleo (GLP) también cayeron en abril en promedio en 63% y 43%[11], respectivamente. A partir de mayo se observa una recuperación de las demandas de estos productos que se mantiene hasta noviembre de 2020 (ver **gráfico 7-21**).

d) Sector minero

En el primer trimestre de 2020, la demanda global de metales básicos disminuyó debido a una contracción de la actividad industrial en China y luego, a medida que la propagación del Covid-19 avanzó hacia otros países, se afectó aún más la producción industrial global (Cochilco, 2020). Esto impactó de forma negativa en los precios del cobre, plomo y zinc (ver **gráfico 7-22**). El precio del oro ha tenido una tendencia positiva por su característica de activo de refugio, reserva de valor y activo de inversión (Tamayo, Salvador, Vásquez y Zurita, 2017).

El valor de las exportaciones mineras nacionales se contrajo por los menores precios de los metales básicos y la baja producción nacional (ver **gráfico 7-23**). Así, disminuyó a más de la mitad en abril y mayo en comparación con sus valores durante el año previo (ver **gráfico 7-24**). Desde junio de 2020, la producción de zinc tuvo tasas de crecimiento anuales positivas; sin embargo, la de cobre, oro y plomo continúan recuperándose.

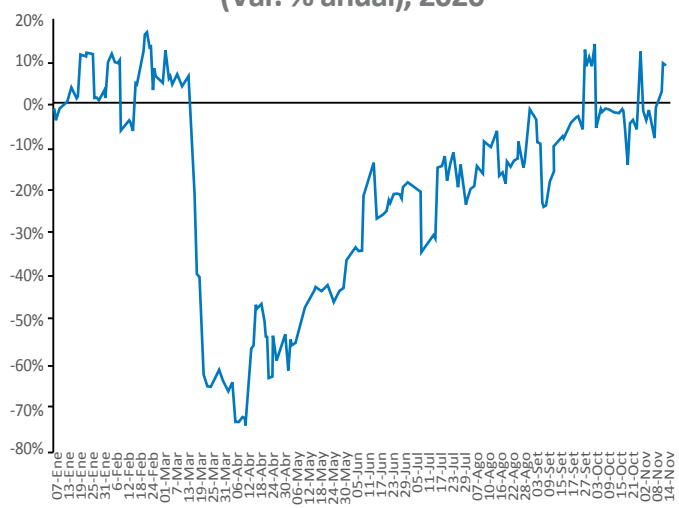
Gráfico 7-19: Capacidad de transporte de gas natural no utilizado en el mercado interno*, 2019-2020



* El valor total es la capacidad contratada.

Fuente: DSGN-Osinergmin (2020c). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

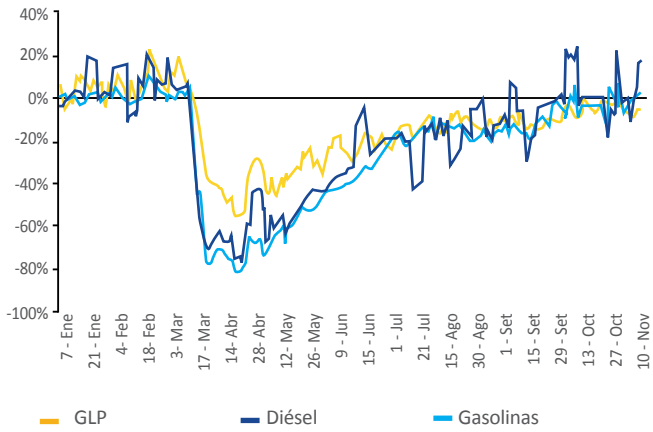
Gráfico 7-20: Promedio móvil semanal de la demanda de hidrocarburos-BTU* (Var. % anual), 2020



* Considera gasolinas, diésel y GLP.

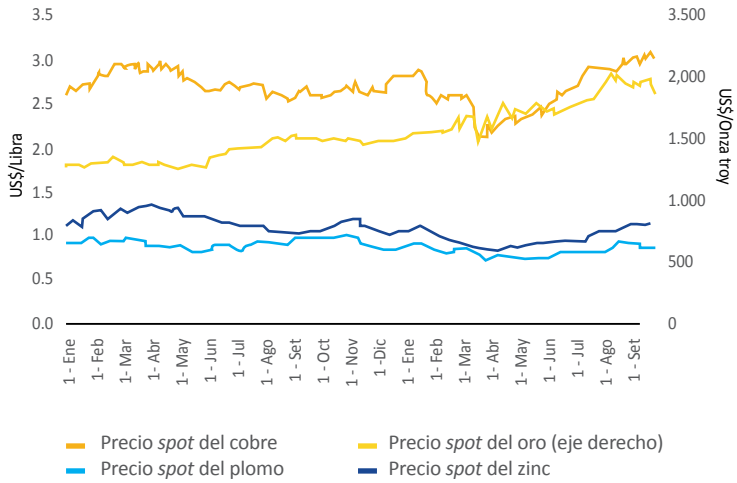
Fuente: DSR-Osinergmin (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-21:
Promedio móvil semanal de la demanda GLP, gasolinas y diésel Miles de barriles (var. % anual), 2020



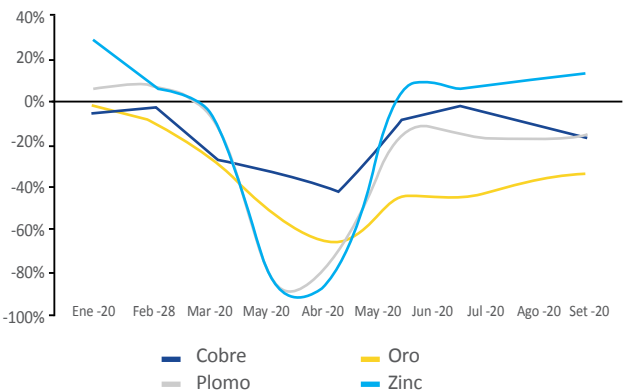
Fuente: DSR-Osinergmin (2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-22:
Precios internacionales de los metales, 2019-2020



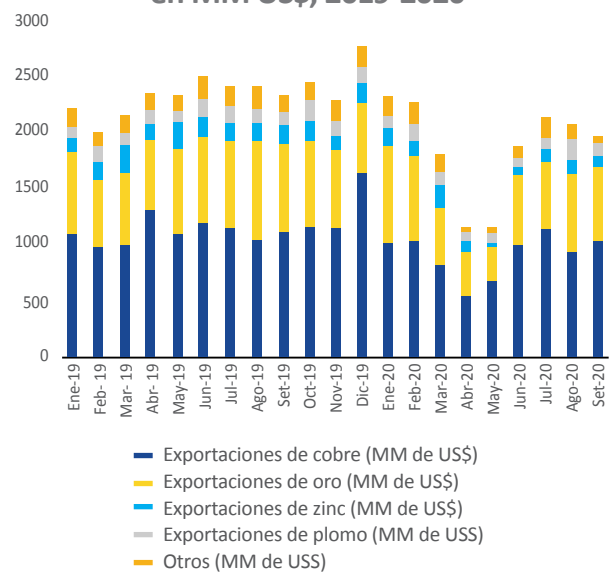
Fuente: Bloomberg (2019-2020). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-23:
Producción minera (Var. % anual), 2020



Fuente: Minem (2020d). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Gráfico 7-24:
Valor de las exportaciones mineras en MM US$, 2019-2020



Fuente: BCRP (2020d). Elaboración: GPAE-Osinergmin.

7.3. LA SUPERVISIÓN Y FISCALIZACIÓN EN TIEMPOS DE PANDEMIA: EXPERIENCIA Y PRÁCTICAS APRENDIDAS

Durante la pandemia se ha realizado una supervisión constante de las variables operativas de las plantas de gas natural mediante el Scada.

La exitosa adaptación de nuevas reglas de supervisión reafirma la capacidad de Osinergmin de velar por el cumplimiento de la normativa.

Con la finalidad de prevenir los contagios en nuestro país, el Gobierno aprobó el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM, mediante el cual se declaró el Estado de Emergencia Nacional y se dispuso que las personas únicamente podían circular por las vías de uso público para la prestación y acceso a los servicios y bienes esenciales. Dentro de la calificación de servicios y bienes esenciales se incluyeron las actividades del sector hidrocarburos.

Con el objetivo de asegurar el abastecimiento y la continuidad del suministro de hidrocarburos, el Ministerio de Energía y Minas (Minem), mediante Resolución Viceministerial N° 014-2020-MINEM/VMH, decretó múltiples medidas. Entre ellas se estableció que las empresas debidamente autorizadas dedicadas a la exploración, explotación, procesamiento, refinación, almacenamiento, transporte o distribución de hidrocarburos, así como a las actividades de comercialización de hidrocarburos a nivel nacional, deben activar y ejecutar los protocolos de seguridad destinados a salvaguardar la salud de su personal, contratistas y/o terceros. Asimismo, las empresas deberán poner a disposición de la Dirección General de Hidrocarburos y de Osinergmin la información relacionada con los inventarios de hidrocarburos que dispongan, el estado de operatividad de sus instalaciones, las principales vías de comunicación empleadas para el transporte de insumos e hidrocarburos e información sobre el personal, contratistas y/o terceros, mínimos necesarios para el desarrollo de sus operaciones.

De acuerdo con el Decreto Supremo N° 080-2020-PCM[12], se dispuso que para el reinicio de actividades toda empresa debía elaborar y registrar su plan para la vigilancia, prevención y control del Covid-19 en el trabajo, considerando las disposiciones contenidas en la Resolución Ministerial N° 239-2020-MINSA, que aprobó el documento técnico "Lineamientos para la vigilancia, prevención y control de la salud de los trabajadores con riesgo de exposición a Covid-19", y sus posteriores adecuaciones.

Para el caso de los agentes de los sectores de energía y minería, sus planes deben seguir los mencionados lineamientos, así como el "Protocolo sanitario para la implementación de medidas de prevención y respuesta frente al Covid-19 en las actividades del subsector minería, el subsector hidrocarburos y el subsector electricidad", aprobado por Resolución Ministerial N° 128-2020-MINEM/DM. También, de conformidad con el numeral 8.1 de los lineamientos aprobados por la Resolución Ministerial N° 448-2020-MINSA, los citados agentes pueden establecer en sus planes mayores medidas de prevención con relación a las características de la actividad económica, de los puestos de su centro de trabajo y el riesgo de exposición al Covid-19 de sus trabajadores, y disponer medidas con respecto a sus visitas o proveedores.

En esa línea, los agentes supervisados establecieron sus respectivos planes de vigilancia, prevención y control del Covid-19 y una serie de acciones para el ingreso a sus instalaciones que son cumplidas por las empresas supervisoras, a fin de que puedan realizar las actividades de campo. Estas medidas contemplan días de cuarentena previos al ingreso a las instalaciones, cumplimiento de protocolos de bioseguridad por el personal que ingresará a las instalaciones, medios de transporte empleados por los mismos supervisores, entre otros; los cuales han sido considerados en la programación de supervisión de las instalaciones.

Ante la necesidad de adaptar rápidamente múltiples procesos y protocolos para seguir garantizando el abastecimiento de energía en el país y velar por la salud del personal, contratistas y otras personas, surgió la modalidad de supervisión remota en gabinete. Así, los supervisores que brindan servicios a Osinergmin se sumaron a las nuevas directrices y continuaron con

Supervisores de Osinergmin en actividad cumplen con el protocolo de protección básica obligatoria (mascarilla, protector facial y distanciamiento físico).
Fotos: UPPGN-DSGN. Osinergmin.

Agente de Osinerming desarrollando sus funciones en la planta de Gas Natural Curimaná en Ucayali. Foto: UPPGN-DSGN-Osinergmin.

su trabajo de supervisiones mediante videollamadas en plataformas como Zoom, Microsoft Teams, entre otras.

Esta exitosa adaptación a las nuevas reglas de supervisión reafirma la capacidad de Osinergmin de fortalecer su espíritu de servicio y velar por el cumplimiento de la normativa de seguridad en el sector de gas natural. En el **recuadro 7-2** se detalla la supervisión constante en tiempos de pandemia realizada por Osinergmin mediante el Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (Scada).

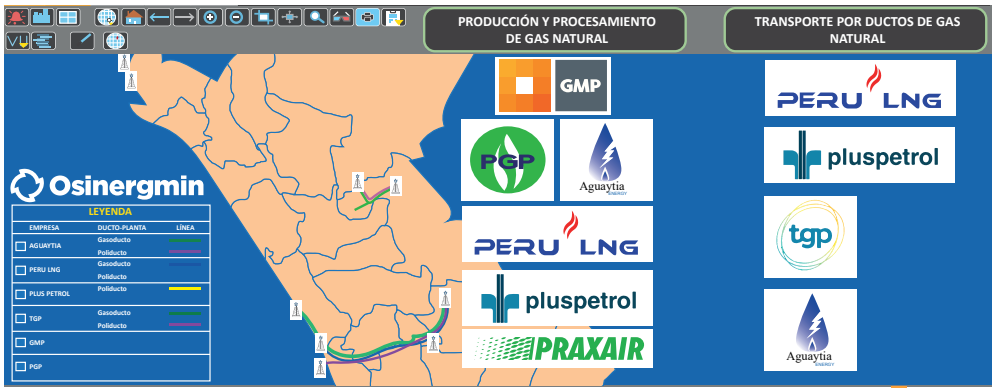
RECUADRO 7-2
Supervisión en tiempo real

El Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas (Scada) es una herramienta de automatización y control industrial utilizada en los procesos productivos que puede controlar, supervisar, recopilar datos, analizar datos y generar informes a distancia mediante una aplicación informática. Su definición es la de una agrupación de aplicaciones informáticas instaladas en un ordenador denominado Máster (MTU), destinado al control automático de una actividad productiva a distancia que está interconectada con otros instrumentos llamados de campo, como son los autómatas programables (PLCs) y las unidades terminales remotas (RTUs).

Los sistemas Scada se han convertido en la actualidad en elementos fundamentales en las plantas industriales porque ayudan a mantener la eficiencia, procesan los datos para tomar mejores decisiones y comunican los problemas del sistema para disminuir el tiempo de parada o inactividad. La **ilustración 7-1** muestra la pantalla del sistema que permite acceder a las ventanas de monitoreo de los parámetros de cada empresa a supervisar.

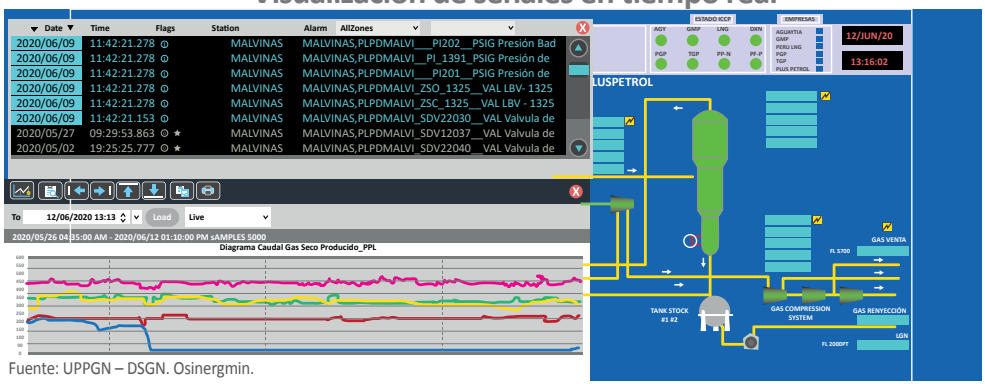
La **Ilustración 7-2** muestra la pantalla de una planta bajo supervisión y el monitoreo de las señales en tiempo real. A consecuencia del aislamiento social obligatorio y la inmovilización en territorio peruano, el Scada de Osinergmin ha cobrado enorme relevancia al permitir realizar una supervisión de las variables de procesamiento y estado en tiempo real de cada planta.

Ilustración 7-1:
Pantalla de inicio para el monitoreo de parámetros bajo supervisión



Fuente: UPPGN-DSGN. Osinergmin.

Ilustración 7-2:
Visualización de señales en tiempo real



Fuente: UPPGN – DSGN. Osinergmin.

El Scada de Osinergmin es una herramienta fundamental en estos tiempos de aislamiento obligatorio y de inmovilización porque permite ejercer una supervisión de las variables operativas de la industria del sector de gas natural en tiempo real en cada planta.

7.4. MEDIDAS REGULATORIAS ADOPTADAS DURANTE EL ESTADO DE EMERGENCIA

Suspensión de actualización de pliegos tarifarios

Mediante el artículo 28 del Decreto de Urgencia N° 029-2020[13] (en adelante DU 029) publicado el 20 de marzo, se dispuso la suspensión por treinta (30) días hábiles del cómputo de los plazos de inicio y de tramitación de los procedimientos administrativos y otros de cualquier índole, incluso los regulados por leyes y disposiciones especiales que se encuentren sujetos a plazo y sean tramitados en entidades del sector público. También se incluyen los procedimientos que están en trámite a la entrada en vigencia del DU 029. El plazo fue posteriormente prorrogado hasta el 10 de junio de 2020.

La suspensión de plazos dispuesta en el DU 029 resultaba aplicable a la actualización de los pliegos tarifarios porque constituye un "procedimiento de cualquier índole", está regulada por una disposición especial (contratos de concesión), sujeta a un plazo de presentación (hasta un día antes de su publicación) y es aprobada por Osinergmin.

De acuerdo con ello, Osinergmin comunicó a las empresas Gas Natural Fenosa Perú S.A. (Naturgy), Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), Contugas S.A.C. y Gases del Pacífico S.A.C. (Quavii), la suspensión de la actualización de las tarifas consignadas en los pliegos tarifarios que remiten mensualmente, estando vigentes así los pliegos tarifarios de cada concesión de marzo 2020 hasta el 10 de junio de 2020, fecha en la cual se dio por finalizada la vigencia del Decreto de Urgencia N° 029-2020, prorrogado por el Decreto de Urgencia N° 053-2020.

Revisión de pruebas de fugas de gas natural en instalaciones de superficie (Repsol). Foto: DSGN-Osinergmin.

Fraccionamiento de recibos pendientes de pago

Mediante el artículo 3 del Decreto de Urgencia N° 035-2020 se dispuso que los recibos pendientes de pago de los servicios de energía eléctrica y de gas natural de la población vulnerable que se hayan emitido en marzo de 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el Estado de Emergencia Nacional declarado mediante el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM y sus prórrogas, puedan ser fraccionados por las empresas de distribución eléctrica y por las empresas de distribución de gas natural por ductos hasta en 24 meses, considerando para tal efecto como población vulnerable a usuarios residenciales del servicio de gas natural con consumos de hasta 20 m^3/mes, en el caso de este servicio. Los intereses compensatorios que resultasen por dicho fraccionamiento serían cubiertos con el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) a favor de las empresas de distribución de gas natural.

Con la finalidad de cumplir con la liquidación de intereses compensatorios, Osinergmin aprobó la norma "Procedimiento de liquidación de intereses compensatorios a ser cubiertos por el Fondo de Inclusión Social Energético en el marco de lo dispuesto por los artículos 3 y 4 del Decreto de Urgencia N° 035-2020, modificado por

el Decreto de Urgencia N° 062-2020". Esta norma resulta aplicable a las empresas de servicio público de distribución de energía eléctrica y de distribución de gas natural por red de ductos que efectúen el fraccionamiento de los recibos y facturas pendientes de pago emitidos en marzo de 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el Estado de Emergencia Nacional declarado mediante el Decreto Supremo N° 044-2020-PCM y sus prórrogas.

Procedimiento temporal para el cálculo del precio medio de gas natural (PMG) y costo medio de transporte (CMT)

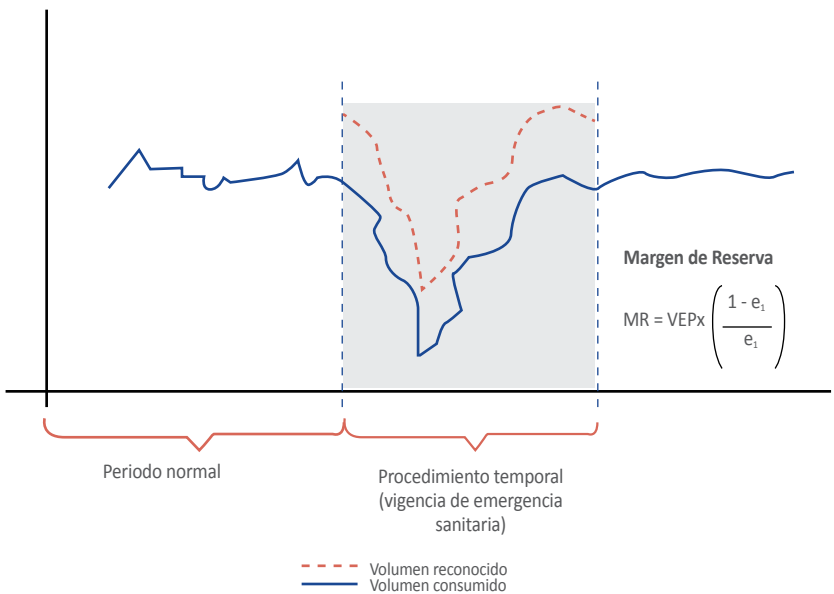
Como consecuencia del Estado de Emergencia Nacional y Emergencia Sanitaria, muchos comercios e industrias, entre otros clientes que utilizan el gas natural, paralizaron de manera intempestiva el ejercicio de sus actividades, dejando de consumir la cantidad acostumbrada. Osinergmin, mediante Resolución N° 073-2020-OS/CD, publicada el 27 de junio de 2020, aprobó la norma "Procedimiento temporal para el cálculo del precio medio del gas (PMG) y costo medio de transporte (CMT) aplicables en la facturación de las concesiones de distribución de gas natural en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del Covid-19". En esta norma se dieron medidas de carácter temporal, vigentes desde el 1 de julio de 2020 hasta los meses comprendidos dentro del periodo de Emergencia Sanitaria.

En relación a la metodología establecida en la Resolución N° 073-2020-OS/CD, se considera la aplicación de un margen de reserva (MR), en adición a los volúmenes reales (VEP) destinados a los consumidores de cada concesión, cuyos costos reconocidos son determinados con criterios de eficiencia. Para esto se tiene en cuenta un factor de desviación e_t, que representa la desviación entre el volumen histórico máximo y mínimo de gas natural destinados para atender a los consumidores de las concesiones de Lima y Callao e Ica en 2018 y 2019.

Como se puede apreciar, durante esta pandemia que afecta de manera importante a varios sectores y a la economía del país, Osinergmin ha seguido a cabalidad las reglas impuestas por el Gobierno durante la Emergencia Sanitaria, tomando como prioridad la protección de la vida humana.

En el capítulo final del libro veremos las perspectivas de la industria del gas natural que engloba temas como una síntesis de lecciones aprendidas y oportunidades de mejora.

Gráfico 7-25:
Metodología del margen de reserva establecido en la Resolución Ministerial N° 073-2020-OS/CD



Fuente y Elaboración: GRT-División de Gas Natural, Osinergmin.

Supervisión en planta Curimaná. Foto: DSGN-Osinergmin.

ETSA
LINGADA #20
KP92+960-93+030

Supervisión del administrador de los bienes del ex-Proyecto GSP-ETSA. Foto: DSGN-Osinergmin.

CONCLUSIONES

La extracción y producción del gas de Camisea en el Perú ha generado un impacto económico positivo de alrededor de US$ 20 000 millones de ahorros netos debido a la sustitución de combustibles a favor del gas natural. Esto, sin duda, ha sido un elemento clave en aras de la eficiencia de la estructura económica y productiva del país, cuyos beneficios se reflejan en los sectores residencial (US$ 773 millones), comercial (US$ 55 millones), industrial (US$ 10 291 millones), vehicular (US$ 7415 millones) y de generadores eléctricos (US$ 3081 millones).

Supervisión en City Gate de Lurín. Foto: GCRI-Osinergmin.

CONCLUSIONES

En este libro se ha realizado un análisis exhaustivo de la situación actual de la industria del gas natural en nuestro país, su desarrollo desde el Proyecto Camisea y su interrelación con el sector internacional. El balance final es positivo, independientemente del contexto actual generado por el Covid-19, a corto plazo se vislumbra una recuperación de las principales variables clave, como producción y consumo. A mediano y largo plazo, el acelerado avance tecnológico dinamizará más a los mercados, logrará cambios en los modelos de negocio y fomentará la incursión de las empresas energéticas en nuevos servicios complementarios.

En el escenario internacional, las perspectivas de la industria del gas natural consideran precios bajos. La crisis del Covid-19 ha generado, según estimaciones de la Agencia Internacional de Energía (IEA[1] por sus siglas en inglés), una reducción aproximada de 4% de la demanda mundial de gas natural, así como excesos de oferta que empujaron los principales índices *spot* del *commodity* a mínimos históricos. La entidad resalta que estos efectos serán duraderos en el mercado; sin embargo, considera una recuperación progresiva durante 2021.

Los precios bajos del gas natural a nivel global serán un importante propulsor para el consumo del combustible en 2021; sin embargo, un mayor dinamismo de la demanda dependerá del acceso y difusión de las vacunas, nuevos confinamientos, efectos secundarios de la pandemia, entre otros. Con respecto al comercio internacional, se espera que el gas natural licuefactado (GNL) enfrente un exceso de capacidad debido a que el mayor suministro, por los nuevos proyectos de infraestructura de licuefacción y regasificación, superaría a la recuperación de la demanda.

Perú es un jugador pequeño en el mercado mundial de gas natural (como se mostró en el **capítulo 1**), tanto en consumo (0.2%) y producción (0.3%) como en reservas probadas (0.1%); por lo tanto, la economía local es altamente susceptible al comportamiento de los precios referenciales internacionales. Uno de los diferentes mecanismos de transmisión por medio de los que se reflejan estos impactos son las regalías, que se redujeron en 83% cuando el precio (valor de referencia) cayó en 58% en el periodo 2013-2016.

Otro aspecto clave a observar es que el ratio reserva/producción anual ha disminuido de 91 años en 2009 a 21 años en 2019. A futuro (y de mantenerse la velocidad de requerimientos de gas natural en el país) urge la necesidad de incrementar las reservas.

Como se analizó en el **capítulo 1**, las reservas totales de gas natural han mostrado una tendencia decreciente en los últimos años llegando a 14 TCF en 2018, lo que representó una caída del 68% con respecto a las existentes en 2009, año en el que se registraron niveles

máximos. Esta contracción ocurrió, principalmente, por la ausencia de trabajos de exploración y el incremento de la producción de gas natural destinada al consumo interno y exportación de GNL.

La industria del gas natural en el Perú continúa el desarrollo de la infraestructura y el mercado con respecto a otros países, además sigue cosechando los beneficios que han generado eficiencia y competitividad para la economía local. Entre 2005 y 2019, la producción de gas natural se multiplicó por nueve y el consumo lo hizo en cerca de seis; sin embargo, el consumo *per cápita* en 2019 (9 Giga joule) está 78% por debajo de Reino Unido y es 76% menor que el de Argentina.

Producto de las concesiones exitosas que se han logrado en el proceso de crecimiento de la infraestructura del gas natural en el Perú, se han realizado grandes inversiones en exploración, producción y sistema de transporte y distribución basadas en contratos a largo plazo y garantías por parte del Estado. Así, se logró desarrollar, por primera vez, una infraestructura de 15 323 km de redes de distribución (a diciembre de 2019), 730 km del gasoducto troncal de TGP y 557 km del ducto de transporte de líquidos de gas natural (LGN). Asimismo, se realizaron las inversiones en la Planta de Separación Malvinas (Cusco), la Planta de Licuefacción Pampa Melchorita (Lima) y la Planta de Fraccionamiento de LGN de Pisco (Ica). Sin embargo, el sector no ha estado exento de resultados menos favorables o exitosos en la extensión de la infraestructura, los que se han traducido como eventos de aprendizaje a lo largo del desarrollo de la industria (ver **capítulo 2**).

Revisión de sistema anti-incendio área 200-Peru LNG. Foto: DSGN-Osinergmin.

Por el lado de la demanda, las políticas de masificación han sido claves para el crecimiento del segmento residencial, básicamente a nivel urbano. Los clientes de mayor consumo (comercial, industrial o GNV) han aprovechado la sustitución por el gas natural, pero condicionado al área de influencia de las concesiones. Además, estos grandes consumidores se han constituido en "clientes ancla" para el desarrollo de mercado.

Se observa tasas de crecimiento diferenciadas ante la presencia o ausencia de los programas de masificación de gas natural (Mecanismo de Promoción y BonoGas). Por ejemplo, entre 2015 y 2016, el incremento anual del número acumulado de clientes fue de 25% (sin programas); sin embargo, de 2017 a 2019, las tasas fueron de 31%, 30% y 38%, lo cual implica 6, 5 y 13 puntos porcentuales adicionales, respectivamente (ver **capítulo 3**).

Desde 2004, la disponibilidad de gas natural permitió la ampliación de la oferta de energía eléctrica y logró constituirse como la principal fuente termoeléctrica en el país (38% en 2019). En el tercer trimestre de 2020, los generadores eléctricos de las concesiones de Lima y Callao e Ica son los mayores consumidores de gas natural con participaciones de 71% y 52%, respectivamente (ver **capítulo 3**).

El desarrollo de la industria también ha generado bondades de diferentes índoles. Desde el lado macroeconómico esto se traduce en un incremento de la recaudación

fiscal y regalías en US$ 27 mil millones, impacto en el sector externo de US$ 55 mil millones, ahorros por la sustitución de combustibles de más de US$ 20 mil millones y reducción de las emisiones de CO_2 monetizada en US$ 2 mil millones.

Asimismo, y como resultado del quehacer de Osinergmin, se han generado ahorros en beneficio de los usuarios de gas natural desde distintas aristas. En el presente libro (ver **capítulo 5**) y con fines de ejemplo de los impactos de la institución en la industria para incrementar el bienestar social, solo se consideraron dos: la regulación tarifaria produjo ahorros al usuario final (US$ 32 millones), así como la generación de mayor eficiencia y transparencia vía el portal de habilitaciones internas (US$ 11 millones).

En una era en la que las herramientas tecnológicas están generando más ahorros y eficiencias, Osinergmin ha ido adecuando esta realidad a sus funciones de supervisión y regulación. La pandemia del Covid-19 tuvo impactos negativos, pero también abrió la oportunidad para que Osinergmin acelere la adopción y uso de tecnologías emergentes en aras del cumplimiento de sus funciones.

Osinergmin continúa utilizando y adoptando diferentes tipos de herramientas tecnológicas como las de georreferenciación (ArcGIS); el Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos (Scada, por sus siglas en inglés); drones; aplicativos móviles como el Survey 123 y Facilito Gas Natural; la aplicación de la realidad virtual, aumentada y mixta para optimizar la supervisión y el uso del Big Data, entre otras. Esto ha permitido mejores resultados en la supervisión y regulación.

Supervisión de prueba de monóxido de carbono de habilitación de gas natural. Foto: DSR-Osinergmin.

El uso del ArcGIS ha enriquecido la forma en la que se hace seguimiento a la supervisión en planta, pues permite recolectar, gestionar y analizar datos espaciales, lo que ayuda a mejorar la toma de decisiones con imágenes georeferenciales. Mientras que el sistema Scada apoya el monitoreo automático del sistema de ductos y a las plantas y lotes en tiempo real, de forma permanente y precisa. Por otro lado, los drones han permitido que se logren los procesos de supervisión en lugares de difícil acceso, optimizando el tiempo y los recursos empleados en la función supervisora. La participación de los usuarios finales por medio de los aplicativos Survey 123 y Facilito Gas Natural permite que la supervisión emplee información de primera mano por parte de los consumidores finales para registrar problemas en el servicio. Además, el uso de la realidad virtual, aumentada y mixta, logra que la supervisión sea más inmersiva e interactiva para verificar el cumplimiento de la normativa en los ductos de gas natural y líquidos de gas natural. Finalmente, el uso del Big Data ayuda a crear escenarios para plantear nuevas medidas regulatorias o realizar simulaciones, el principal beneficio es la eficiencia con respecto al trabajo de recopilación y procesamiento de la información (ver **capítulo 6**).

La pandemia del Covid-19 ha calado en todos los sectores económicos del país, y los energéticos no fueron la excepción. Por ejemplo, la demanda de energía eléctrica en

abril cayó aproximadamente 30%, la demanda de gas natural se contrajo en 76%, la demanda de hidrocarburos líquidos disminuyó en 61.5% y la producción minera de oro y cobre fue menor en 53% y 33%, respectivamente en ese mes. Sin embargo, hacia finales de 2020, estos sectores han ido recuperándose de manera gradual (ver **capítulo 7**).

Uno de los retos que enfrentó Osinergmin fue adecuar, con apoyo tecnológico, su política de supervisión a las nuevas necesidades ante escenarios de combinación óptima de los métodos tradicionales (presenciales) y los de supervisión remota. Una lección de la pandemia es la necesidad de que los agentes administrados apliquen mecanismos más ágiles de atención de reclamos, quejas, orientación, pagos, entre otros (como plataformas virtuales) hacia los usuarios para de esta manera enfrentar contextos externos.

Osinergmin también atendió las discrepancias originadas en el sector por imprecisiones de cálculo en los consumos de gas natural durante la cuarentena estricta en el marco de sus funciones. Asimismo, como muestra de su resiliencia y compromiso hacia el usuario, adoptó y adaptó las herramientas tecnológicas para mantener y cumplir sus funciones (ver **capítulos 4** y **7**). Para ello, se implementó la modalidad de supervisión remota en gabinete y el Scada. El primero permitió la comprobación de la información que obra en las bases de datos de Osinergmin o reportada o registrada por los agentes supervisados. En esta supervisión se resalta el uso de tecnologías de la información y comunicaciones, tales como los sistemas y plataformas implementados por Osinergmin a los que tienen acceso los agentes supervisados, incluyendo llamadas telefónicas, videoconferencias u otro que permita generar un registro. El segundo posibilitó ejercer una supervisión de las variables de la industria del sector de gas natural en tiempo real.

A mediano y largo plazo, el continuo y cada vez más acelerado avance tecnológico dinamizará más a los mercados, logrará cambios en los modelos de negocios y fomentará la incursión de las empresas energéticas en nuevos servicios complementarios (por ejemplo, brindar servicios digitales). Esto constituirá una necesidad para adecuar los marcos legales que no estén en consonancia con los nuevos modelos de negocio o no cubran los nuevos productos o servicios emergentes.

Perú, a diferencia de la mayoría de los países de la región, todavía tiene camino por recorrer en la industria de gas natural. Argentina y Colombia tienen más de 27 años de desarrollo, lo que se traduce en más de 16 mil y 7.6 mil km de red de transporte, respectivamente. Esto contrasta con el Perú que tiene 16 años y 730 km de red de transporte. En términos de red de distribución, en Argentina se han construido más de 150 mil km, mientras que en el Perú hay 15 mil km construidos. La experiencia de mercados de gas natural con mayor trayectoria brinda luces sobre los retos que tocará enfrentar a largo plazo y que pasan por la liberalización del mercado de gas natural, un mecanismo para asignar eficientemente la capacidad de transporte (por ejemplo, un mercado secundario de capacidad) y un sano balance entre seguridad y competencia, entre otros.

En efecto, el desarrollo de las redes de ductos de gas natural a largo plazo llevará al país a evaluar diferentes medidas regulatorias que generen en el mercado nuevos mecanismos de interacción entre los propios agentes y con el regulador, la creación de nuevos agentes, entre otros. Como referencia, se puede analizar la reciente experiencia brasileña en aras de la reforma de su sector de gas natural (IEA 2018)[2].

La perspectiva de una reforma a largo plazo del mercado peruano de gas natural descansa sobre un mercado más grande, dinámico y competitivo. El acceso a facilidades esenciales (redes de ductos, plantas de fraccionamiento y procesamiento y terminales de GNL) será un reto imprescindible para el desarrollo de la competencia en el mercado local.

Otros retos son el correcto manejo de la asignación de la capacidad y de la congestión de las redes sobre la base de reglas y mecanismos claros para la liberación de la capacidad de las redes y de almacenamiento. Un aspecto importante será la implementación de nuevos sistemas de recopilación y tratamiento de información de precios, flujos e inversiones, de manera que monitoreen de forma apropiada los movimientos del mercado.

Tanques de almacenamiento de gasolina natural de planta Yarinacocha. Foto: DSGN-Osinergmin.

Construcción de estación de regulación de presión ERP. Foto: Enermin Audi.

NOTAS

CAPÍTULO 1

1. Ministerio de Energía y Minas (2020b). Balance Nacional de Energía 2018.

2. Si bien la estadística de la British Petroleum está expresada en trillones (*trillions*), en español equivale a billones, pero se mantiene la expresión anglosajona por ser estándar.

3. De acuerdo con el **Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2018** del Ministerio de Energía y Minas (Minem), las reservas probadas en Perú totalizan 10.6 TPC.

4. Excluye gas venteado o reciclado. Incluye el gas natural producido para la transformación "gas a líquidos".

5. De acuerdo con las estadísticas publicadas por el Minem, la producción de gas natural en Perú totalizó 474.2 billones de pies cúbicos (BPC) en 2019, equivalentes a 13.4 billones de metros cúbicos (Bm^3).

6. Excluye el gas natural convertido a combustibles líquidos, pero incluye derivados del carbón y gas natural consumido en la transformación "gas a líquidos".

7. Fuente: British Petroleum.

8. GIIGNL son las siglas en inglés del Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuefactado. GIIGNL (2020). *The LNG industry-GIIGNL Annual Report 2020*.

9. Alterman, S. (2012). *Natural Gas Price Volatility in the UK and North America.* Oxford Institute for Energy Studies.

10. Fulwood, M. (2018). Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality. *Center on Global Energy Policy*, May.

11. Particularmente, en relación a las regalías obtenidas por la exportación de gas natural, el 100% era obtenido por el gas originado en el Lote 56 (hasta 2013). A partir de 2014, el Lote 57 comienza a proveer gas para la exportación y el Lote 88 como combustible para la Planta Pampa Melchorita.

12. En el caso particular del Lote 57, debido a la metodología acordada contractualmente, el gas natural fiscalizado se convierte a MPCD y sobre ese valor se calcula la regalía.

13. El precio al cual se valoriza la producción del Lote 57, de acuerdo con el contrato suscrito, no puede ser menor a 0.6 US$/MMBTU.

14. Para determinar el valor de GNF, se hace la conversión de unidades a MBDC (miles de barriles por día calendario) dividiendo entre 5626.

15. Los valores intermedios del VR, el VMV y el PR se obtendrán aplicando el método de interpolación lineal. Además, para VR desde 3.5 US$/MMBTU hasta 2.0 US$/MMBTU, por cada reducción de 0.5 US$/MMBTU se descontará 0.10 US$/MMBTU en el VMV, a partir de 0.5 US$/MMBTU; para valores iguales o menores de 2.0 US$/MMBTU de VR el VMV será 2.0 US$/MMBTU (según el contrato del Lote 56).

16. Obtenido de las estadísticas de Perupetro, sección Embarques de gas natural para fines de exportación. Disponible en https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/embarques%20de%20gas%20natural%20para%20fines%20de%20exportaci%C3%B3n/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz-0vMAfIjo8zi_YxcTTw8TAy93AN8LQwCTUJcvEKADI9QM_1wsAID-HMDRQD8Kt35DHxOofhwKAo3MKNIPUhBFjPvxKIjC771w_ShCS-qLwucHM3xS_AlAYFOSGhoZGGGR6OioqAgAhXNPN/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/

CAPÍTULO 2

1. La etapa constructiva del proyecto inició el 29 de abril de 2015 y finalizó el 3 de agosto de 2016, 463 días calendarios que comprendieron la construcción de la estación de derivación, así como el tendido del ducto de 24" de diámetro y 18 km de longitud. Dicha información ha sido recogida del Informe Técnico N° 131-2016-DSGN-DGN remitido por Osinergmin al Minem mediante Oficio N° 428-2016-OS-PRES.

2. Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

3. Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

4. Es la parte de la red de distribución que une el punto de entrega con el de inicio de las conexiones. Comprende el City Gate.

5. Los cuales fueron Electroperú S.A. (Edegel S.A.A.), Alicorp S.A., Sudamericana de Fibras S.A., Cerámica Lima S.A., Vidrios Industriales S.A., Corporación Cerámica S.A. y Cerámicas San Lorenzo S.A.C.

6. Cláusula 1 de las Bases del concurso público para la concesión del transporte de líquidos y gas desde Camisea y la concesión de distribución de gas en Lima y Callao.

7. Aprobadas mediante las Resoluciones Supremas N° 015-2002-EM, N° 005-2004-EM, N° 24-2004-EM, N° 043-2004-EM, N° 003-2005-EM, N° 049-2005-EM, N° 028-2007-EM, N° 037-2010-EM y N° 046-2010-EM.

8. Conforme al literal d) del artículo 63c del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos y la cláusula 14.12 del contrato de concesión de Cálidda, como parte del proceso de fijación tarifaria de la TUD que se realiza cada cuatro años. El concesionario debe presentar una propuesta de su Plan Quinquenal de Inversiones ante el Minem, el cual es revisado y aprobado por Osinergmin. Para ello, se debe contar con el informe favorable del Minem sobre la concordancia del mencionado plan con la política energética vigente.

9. Modificada mediante Resolución N° 098-2018-OS/CD.

10. Anexo 2 de las Bases consolidadas de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica.

11. Ficha de supervisión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica de Osinergmin. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/DistribucionCalidad/Ficha-Contratos/008-Sistema-Distribucion-GN-ICA.pdf

12. De acuerdo al anexo 2 del contrato de concesión de Contugas, un consumidor conectado es un consumidor de la categoría A (residencial) que tiene acometida y las instalaciones internas operativas y habilitadas.

13. Es un valor entre 0 y 0.51 que representa la fracción de la inversión efectuada en la concesión hasta la fecha de la puesta en operación comercial.

14. Las adendas se aprobaron mediante las Resoluciones Supremas N° 015 2009-EM, N° 028 2010-EM, N° 016 2011-EM y N° 036 2015-EM.

15. De acuerdo con las definiciones del contrato de concesión de Quavii, el consumidor conectado es el de categoría A, que se encuentra consumiendo gas efectivamente, o que está en condiciones de hacerlo. Es decir, están instaladas, habilitadas y operativas (i) la tubería de conexión, (ii) la acometida, (iii) las instalaciones internas y (iv) las redes internas hasta un punto de conexión con capacidad de red para un punto adicional.

16. Cláusula 1.1 de las Bases del concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto "Masificación del uso de gas natural a nivel nacional".

17. Ficha de supervisión de Osinergmin del proyecto "Masificación del uso de gas natural a nivel nacional Concesión Norte". Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/DistribucionCalidad/Ficha-Contratos/005-Masificacion-Concesion-Norte.pdf

18. Adenda aprobada mediante Resolución Suprema N° 001 2019-EM.

19. De acuerdo con las definiciones del contrato de concesión de Naturgy, un consumidor conectado es el de categoría A (residencial) que se encuentra consumiendo gas efectivamente, o que está en condiciones de hacerlo. Es decir, están instaladas, habilitadas y operativas (i) la tubería de conexión, (ii) la acometida, (iii) las instalaciones internas y (iv) las redes internas hasta un punto de conexión con capacidad de red para un punto adicional.

20. Cláusula 1.1 de las Bases del concurso público internacional para otorgar en concesión el proyecto "Masificación del uso de gas natural a nivel nacional".

21. Ficha de supervisión de Osinergmin del proyecto "Masificación del uso de gas natural a nivel nacional concesión Suroeste". Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/DistribucionCalidad/Ficha-Contratos/006-Masificacion-Concesion-Suroeste.pdf

22. Es la propuesta de penetración de consumidores presentada por el concesionario para el otorgamiento de la concesión, la cual fue evaluada por Osinergmin para la fijación de las tarifas iniciales.

CAPÍTULO 3

1. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

2. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

3. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

4. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

5. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

6. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

7. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

8. Aprobadas mediante la Resolución N° 055-2018-OS/CD de fecha 10 de abril de 2018, la cual ha sido complementada con la Resolución N° 098-2018-OS/CD, de fecha 15 de junio de 2018.

9. Publicada el 11 de abril de 2018 en el Diario Oficial *El Peruano*.

10. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

11. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

12. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

13. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

14. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

15. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

16. Disponible en https://observatorio.osinergmin.gob.pe/cobertura-penetracion-servicio (20 de noviembre de 2020).

17. Cláusula 14 del Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica.

18. La versión final del contrato fue aprobada el 14 de abril de 2008.

19. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

20. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

21. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

22. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

23. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

24. Cláusula 11 del Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos -Concesión Norte.

25. Modificado mediante la primera adenda al contrato.

26. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

27. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

28. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

29. Boletín Estadístico. "Procesamiento, producción y transporte de gas natural". Trimestre 2020-3. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-III.pdf (25 de noviembre de 2020).

30. De acuerdo con la cláusula 11.1 del Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Sur Oeste, el primer periodo tarifario empieza "al término de un año después de la fecha de Cierre y concluye 8 años después. La sociedad concesionaria podrá cobrar tarifas a partir del inicio del primer periodo tarifario".

31. Anuarios estadísticos 2015, 2016, 2017, 2018 y 2019. Disponibles en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario (20 de noviembre de 2020).

32. Memoria Institucional Osinergmin (2017-2019). Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional

33. El Servicio Integral de Instalación Interna incluye personal técnico calificado, materiales directos e indirectos y equipamiento adecuado para realizar la instalación interna de acuerdo con las especificaciones técnicas que establezca el Administrador FISE, acorde con lo señalado en el Programa Anual de Promociones y la normativa vigente. Incluye también los costos de adecuación e implementación.

CAPÍTULO 4

1. Ley N° 26734, Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas-Osinergmin.

   Disposiciones Complementarias

   "Sétima. - *El OSINERG es la entidad encargada de fiscalizar que se cumplan los compromisos de inversión y las demás obligaciones derivadas de los procesos de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado en los subsectores de electricidad e hidrocarburos, de acuerdo con lo establecido en los respectivos contratos (...)".*

2. **Reglamento General del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minas-Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 054-2001-PCM**

   "Artículo 19.- Objetivos de OSINERG

   Dentro del marco del objetivo general, son objetivos específicos de OSINERG:

   (...)

   f. Supervisar el permanente y oportuno cumplimiento de los compromisos de inversión y demás obligaciones derivadas de los procesos de promoción de la inversión privada en las empresas del Estado del SECTOR ENERGÍA de acuerdo a lo establecido en los respectivos contratos.

Artículo 33.- Supervisión de Contratos

A fin de guardar concordancia entre las funciones regulatoria y/o normativa, y la función de supervisión del cumplimiento de los contratos de concesión otorgados por el Estado y aquellos derivados del proceso de promoción de la inversión en el SECTOR ENERGÍA, el Consejo Directivo de OSINERG podrá solicitar información relativa a los proyectos de tales contratos.

Asimismo, OSINERG deberá emitir opinión previa a la renovación de la vigencia de los contratos, la prórroga de los plazos estipulados o la revisión y/o renegociación de aquellos contratos ya suscritos. Para tal efecto OSINERG emitirá un informe de evaluación sobre el cumplimiento de la empresa concesionaria, respecto a las obligaciones contenidas en el contrato de concesión y en las normas del sector.

Lo establecido en el presente artículo no se aplica a los aspectos en los que PERUPETRO S.A. ejerce supervisión de acuerdo al Artículo 10 de la Ley Nº 26221.

Artículo 35.- Función Supervisora Específica

La función supervisora específica es ejercida por la Gerencia General y comprende la supervisión de las actividades de post-privatización y las concesiones en el SECTOR ENERGÍA, efectuadas al amparo del Decreto Legislativo Nº 674-Ley de Promoción de la Inversión Privada en las Empresas del Estado, con excepción de aquellos aspectos de competencia exclusiva de PERUPETRO, de acuerdo a lo establecido en la Ley Nº 26221".

3. **Reglamento de Organización y Funciones de Osinergmin, aprobado mediante Decreto Supremo N° 010-2016-PCM**

"Artículo 41.- Funciones de la División de Supervisión de Gas Natural

Son funciones de la División de Supervisión de Gas Natural las siguientes:

(...)

b) Supervisar el cumplimiento de los contratos derivados de los procesos de promoción de la inversión privada, relacionados a las actividades de gas natural, bajo el ámbito de competencia de OSINERGMIN.

(...)

e) Participar en la elaboración de los informes de opinión técnica en el marco de los procesos de promoción de la inversión privada, de conformidad con la normativa de la materia y los lineamientos que para dicho efecto establezca el Consejo Directivo".

4. Aprobado mediante Decreto Supremo N° 051-93-EM.

5. Publicado en el Diario Oficial *El Peruano* el 27 de noviembre de 2020.

6. De acuerdo con la estratificación a nivel de manzanas, según niveles estimados de ingreso *per cápita* realizados por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI). Debe recordarse que el FISE financia el 100% en el caso del nivel socioeconómico del estrato bajo sin cargo a devolución, 100% en el caso del estrato medio para ser devuelto al FISE el 25% del financiamiento y 100% en el caso del estrato medio alto, para ser devuelto al FISE el 50% del financiamiento.

7. Aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 032-2016-OS/CD.

8. Publicado en el Diario Oficial *El Peruano* el 23 de julio de 2016, mediante Resolución de Consejo Directivo N° 169-2016-OS-CD, para la presentación de comentarios. Cabe mencionar que el proyecto normativo se encuentra en etapa final de aprobación.

CAPÍTULO 5

1. Banegas, A. R. y Vergara, R. (2013). Influencia y divergencia de choques de precios del petróleo en precios del gas natural: ¿Mecanismo unidireccional o canales de transmisión?, una estimación mediante vectores estructurales con corrector de errores. *EconoQuantum*, 11(1).

2. Específicamente se ha utilizado el PR1: Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el mercado relevante. Este es un precio neto explanta, sin incluir impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de gestión comercial, publicado por la Gerencia de Regulación Tarifaria (GRT).

3. El Mecanismo de Promoción en Lima y Callao fue aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-2008-EM.

4. El Programa BonoGas fue aprobado mediante el Decreto Supremo N° 012-2019-EM.

5. Valor capitalizado a 2019, que incluye los ahorros realizados durante el periodo 2004-2019 y los ahorros por realizar calculados a perpetuidad. En adelante, cuando se haga referencia a los ahorros a 2019 se tendrá en cuenta ambos componentes.

6. En el área de concesión de Cálidda este rango va de 301 a 17 500 m^3.

7. Cálidda ofrece financiamiento para el sector comercial a un TCEM de 1.39%.

8. El uso de GLP a granel es más conveniente para empresas comerciales que lo utilizan de forma más intensiva; además, involucra contar con un espacio para el almacenamiento, carga, descarga, entre otros.

9. Se considera como sustituto directo a los petróleos industriales N° 6 y 500.

10. Estaciones que cuentan con el Registro de Hidrocarburos de Osinergmin.

11. Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y García, R. (Editores) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea.* Osinergmin. Lima-Perú.

12. Para más información ver: Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y García, R. (Editores) (2014).

13. Se utilizó una tasa de descuento social de 10.24%.

14. La DGH cuenta con un plazo máximo de 15 días calendario, contados a partir de la recepción del informe de Osinergmin, para emitir su pronunciamiento.

15. De acuerdo a Riley (2012), otra forma de medir la pérdida del consumidor debido al incremento en el precio es evaluar la compensación luego de que el precio suba.

16. La habilitación es un acto mediante el cual el concesionario pone en servicio el suministro de gas natural contratado por el usuario.

17. Aprobado el 5 de mayo de 2016 con la Resolución de Consejo Directivo N° 099-2016-OS/CD, modificado en marzo de 2017 y que reemplaza al procedimiento publicado en julio de 2005.

18. La empresa instaladora es una persona natural o jurídica que debe estar debidamente registrada y habilitada ante Osinergmin. Las normas que debe cumplir son el TUO del Reglamento de Distribución por Red de Ductos (DS N° 040-2008-EM) y el Reglamento de instaladores de Osinergmin. Las actividades que realiza son las de diseñar, construir, reparar, modificar, revisar, mantener y habilitar una instalación interna, instalaciones de estaciones de gas natural vehicular, estaciones de gas natural comprimido (GNC) y estaciones de gas natural licuado, así como diseñar proyectos de instalación de acometidas, instalarlas y mantenerlas, según lo establecido en la categoría correspondiente.

19. Para las instalaciones internas comerciales el plazo es de 18 días hábiles.

20. El proyecto de Ingeniería de Gas Natural es la configuración de una instalación interna típica que contiene el diseño de la instalación interna para los usuarios con consumos menores o iguales a 300 m^3/mes de gas natural.

21. "Procedimiento para la habilitación de suministros en instalaciones internas de gas natural", aprobado el 5 de mayo de 2016 con la Resolución de Consejo Directivo N° 099-2016-OS/CD.

22. Si bien el portal se aprueba en marzo de 2016, se estima el impacto a partir de 2018, puesto que su implementación fue gradual. Asimismo, en marzo de 2017 se aprueba el uso de plataformas tecnológicas para el registro de información en el portal. La implementación del uso de esta plataforma también fue gradual.

23. Según Nicholson (1997), el excedente del consumidor permite estimar las ganancias o pérdidas de bienestar a partir de la información sobre la curva de demanda del mercado del producto y se calcula como $\int_{po}^{\infty} x(t)dt$, donde $x(t)$ es la función de demanda.

24. El precio de reserva es el precio máximo que está dispuesto a pagar el comprador. En otras palabras, el precio de reserva es aquel valor límite admisible para efectuar una transacción.

25. Los GEI más importantes son el dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y óxido de nitrógeno (N_2O).

26. El Protocolo de Kyoto es uno de los primeros acuerdos para reducir las emisiones de GEI a la atmósfera. Fue establecido en 1997 y entró en vigor en 2005.

27. Basadas en el Decreto Supremo N° 064-2010-EM, Política Energética Nacional del Perú 2010-2020, y la Ley N° 28611, Ley General del Ambiente.

28. Tal es el caso del carbón y diésel 2 en la generación eléctrica, el petróleo

industrial 6 o el carbón en el sector industrial y de gasolinas o diésel 2 en el caso de los vehículos convertidos.

29. A pesar de que el CO_2 no constituye la totalidad de las emisiones de GEI, representa cerca del 80% de los mismos. Las actividades de combustión generan también emisiones de metano (CH_4) y óxido de nitrógeno (N_2O); sin embargo, estas representan solo un pequeño porcentaje (menos del 2%) (IPCC, 2007).

30. Por lo tanto, una de las limitaciones del presente informe es no considerar las emisiones de gases contaminantes diferentes al CO_2. Asimismo, no se consideran algunos efectos que pueda tener el uso de gas natural sobre otros combustibles fósiles en otras áreas de influencia (i.e. producción, transporte) lo cual se conoce como *"leakage emissions"*.

31. Fernández, S.; Mosquera, J. y J. Mosquera (2010). Análisis de emisiones de CO_2 para diferentes combustibles en la población de taxis en Pereira y Dosquebradas. *Scientia et Technica* Año XVI, N° 45. Universidad Tecnológica de Pereira, ISSN 0122-1701. Colombia.

32. Los países que participan en dicho mecanismo son los EU-28 más Islandia, Noruega y Liechtenstein.

33. Este mecanismo aplica para los sectores industriales más intensivos en energía (generación eléctrica, acero, vidrio, etc.), incluyendo el sector aerocomercial.

34. Los periodos han sido 2005-2007, 2008-2012 y el vigente a la fecha que abarca 2013-2020.

35. Para el precio de 2004 se consideró el promedio anual de 2005. Una de las razones para explicar el decrecimiento de los precios de EUA en el periodo 2008-2016, es el efecto de la crisis económica europea. Por esto, al reducirse la producción industrial, las empresas se vieron con excedentes de derechos de emisión, creando una sobreoferta. Sin embargo, en los últimos años se muestra una tendencia al alza.

36. La Tasa Social de Descuento (TSD) es una herramienta para medir el costo de oportunidad del dinero que se invierte en los proyectos de inversión pública (PIP) en el Perú. Es decir, es el retorno de invertir un nuevo sol (S/) en PIP. Para actualizar los valores a 2019, se utilizó la TSD de 8% establecida por el MEF para los proyectos de inversión pública, pero se ajustó por la inflación y devaluación promedio del periodo 2004-2019, resultando en una TSD ajustada de 10.24%.

37. Ver el Quinto informe de evaluación de la IPCC (2014). Disponible en https://archive.ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml

38. Ver el Reporte anual de gases de efecto invernadero del sector energía del 2017. Disponible en https://infocarbono.minam.gob.pe/reportes-sectoriales/energia-2014/

39. De acuerdo con Mendiola *et al.* (2012), se señala que el periodo de construcción de centrales térmicas es aproximadamente 20 meses; mientras que para las centrales hidráulicas podría llegar a ser entre cuatro y cinco años. Si se considera el tiempo para la aprobación de las autorizaciones de construcción, estudios de ingeniería e impacto ambiental y el relacionamiento comunitario, el tiempo se puede extender a ocho o 10 años.

40. Esta metodología toma el marco teórico de Sarango (2005).

41. La elaboración de este factor de contaminación según la antigüedad del vehículo se ha basado en Lara *et al.* (2009), que proporciona las emisiones de CO_2 (gr/km) según la antigüedad, desde cero años hasta 24 años.

42. El precio promocional fue de US$ 0.80 por millón de BTU en boca de pozo, el cual estuvo vigente hasta setiembre de 2012.

CAPÍTULO 6

1. Aprobado mediante Decreto Supremo N° 040-99-EM.

2. Una modalidad de contrato según el cual el concesionario se compromete a construir y operar, ser propietario y después transferir los activos al Estado.

3. Mediante el Decreto Supremo N° 014-2008-EM.

4. Mediante el Decreto Supremo N° 048-2008-EM.

5. Por el cual todos los usuarios de una línea, sin considerar el factor distancia, pagan la misma tarifa.

6. Aprobado el 24 de noviembre de 2010, mediante Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

7. Mediante el Decreto Supremo N° 014-2013-EM.

8. Mediante el Decreto Supremo N° 014-2008-EM.

9. Norma "Procedimiento temporal para el cálculo del precio medio del gas (PMG) y costo medio de transporte (CMT) aplicables en la facturación de las concesiones de distribución de gas natural en el marco de la Emergencia Sanitaria y el Estado de Emergencia Nacional declarados debido al brote del COVID-19".

10. Norma "Condiciones Generales del servicio de distribución de gas natural y de la aplicación de las tarifas al usuario final".

11. El MIG tiene por objeto garantizar ingresos anuales al concesionario de transporte de acuerdo con el costo del servicio ofertado, el factor de recuperación aprobado, los adelantos transferidos y otros aspectos señalados en el contrato de concesión.

12. Norma "Procedimiento para aplicación del mecanismo de ingresos garantizados del sistema integrado de transporte de hidrocarburos-ductos de seguridad y Gasoducto Sur Peruano".

13. Norma "Procedimiento de cálculo de tarifas y cargos tarifarios del sistema integrado de transporte de hidrocarburos-ductos de seguridad y Gasoducto Sur Peruano".

14. La terminación anticipada de la concesión se dio porque la sociedad concesionaria Gasoducto Sur Peruano S.A. no acreditó el cierre financiero dentro del plazo establecido en el contrato de concesión.

15. Ley N° 30543, que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética que viene afectando el costo del servicio eléctrico y ordena la devolución.

16. Aprobada por el Decreto Supremo N° 016-2004-EM.

17. Aprobada mediante el Decreto Supremo N° 017-2018-EM.

18. Aprobada mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 162-2019-OS/CD.

19. Decreto Supremo que declara en reorganización a Osinergmin, publicado el 10 de febrero de 2020.

20. Aprobado mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 029-2020-OS/CD.

21. Equipo de ubicación que emplea el *Global Positioning System* o Sistema de Posicionamiento Global.

22. El levantamiento aerofotogramétrico se refiere a la información recogida mediante aerofotogrametría, una tecnología de captura de fotografías que usa un vehículo aéreo no tripulado. Las fotos se procesan superponiéndose entre sí para identificar profundidad en las imágenes. Disponible en https://www.scsequipos.com/servicio-de-aerofotogrametria/

23. Es una imagen de una zona de la superficie terrestre, en la que la mayoría de los elementos se presentan en una escala homogénea, con una precisión cercana a la de un plano cartográfico.

24. Parte de la topografía que trata la medición y representación de una porción de la superficie terrestre sobre una superficie plana. Disponible en https://www.lexico.com/es/definicion/planimetria

25. Magnitud que describe el volumen total de gas contenido dentro del sistema. Está expresado en millones de metros cúbicos. Disponible en https://www.nationalgrid.com/uk/gas-transmission/sites/gas/files/documents/Line%20Pack%20Presentation%20-%20Dec%202018.pdf

26. La realidad mixta es una mezcla entre la realidad virtual y la aumentada. Por un lado, la realidad virtual permite sumergirse en ambientes completamente digitales, mientras que la aumentada deja imprimir objetos digitales en entornos reales. Disponible en https://virtual.ces.edu.co/componentes_virtuales/centro_educacion_virtual/boletin_informativo/6_edicion/diciembre_2017/ces_virtual_te_cuenta/novedades_tic.html

27. Es una técnica científica que permite adquirir, procesar y analizar imágenes del mundo real con el fin de producir información que pueda ser empleada por una máquina. Disponible en https://www.contaval.es/que-es-la-vision-artificial-y-para-que-sirve/

28. Es un tipo de red neuronal artificial similar a la que se encuentra en la corteza visual primaria de un cerebro biológico; se puede aplicar, por ejemplo, para la clasificación y segmentación de imágenes. Disponible en http://numerentur.org/convolucionales/

29. El flujo másico y el volumétrico representan la cantidad de masa y de volumen, respectivamente, de un fluido que transcurre en una sección determinada por un intervalo de tiempo.

30. Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural de Osinergmin.

31. Aprobada mediante la Resolución de Consejo Directivo N° 200-2015-OS/CD.

CAPÍTULO 7

1. Según Pells (2020).

2. El empleo equivalente corresponde a la jornada de 48 horas semanales.

3. Las tasas de crecimiento son anuales.

4. Mediante el Decreto Supremo que declara Estado de Emergencia Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del brote del Covid-19, DS N° 044-2020-PCM.

5. Según el INEI (2013) "son personas ocupadas que trabajan habitualmente menos de un total de 35 horas por semana en su ocupación principal y en su ocupación secundaria, que desean trabajar más horas por semana y están disponibles para hacerlo, pero no lo hacen porque no consiguen más trabajo asalariado o independiente".

6. Comparación de 870 900 personas en 2020 versus 663 700 personas en 2019.

7. Decreto Legislativo N° 1455.

8. Para hallar este valor primero se calcula el promedio móvil semanal de la demanda eléctrica total, luego se halla las tasas de crecimiento entre el 2020 y 2019, y finalmente se toma el promedio de las variaciones comprendidas en la tercera semana de marzo y mayo.

9. La región norte comprende a los departamentos de Áncash, Cajamarca, La Libertad, Lambayeque, Piura y Tumbes. La región centro contiene a los departamentos de Huancavelica, Huánuco, Ica, Junín, Lima, Pasco y Ucayali. La región sur a Cusco, Arequipa, Madre de Dios, Moquegua, Puno y Tacna.

10. Para encontrar este valor primero se calcula el promedio móvil semanal del volumen consumido de gas natural, luego las tasas de crecimiento entre 2020 y 2019 y, finalmente, se toma el promedio de las variaciones comprendidas en la tercera semana de marzo y mayo.

11. Para encontrar estos valores primero se calcula el promedio móvil semanal de la demanda de GLP y diésel, luego las tasas de crecimiento entre 2020 y 2019 y, finalmente, se toma el promedio de las variaciones comprendidas en abril.

12. Decreto Supremo que aprueba la reanudación de actividades económicas en forma gradual y progresiva dentro del marco de la declaratoria de Emergencia Sanitaria Nacional por las graves circunstancias que afectan la vida de la Nación a consecuencia del Covid-19 promulgado el 3 de mayo de 2020.

13. Decreto de Urgencia N° 029-2020: Dictan medidas complementarias destinadas al financiamiento de la micro y pequeña empresa y otras medidas para la reducción del impacto del Covid-19 en la economía peruana.

CAPÍTULO 8

1. International Energy Agency (2020) Gas 2020. IEA Publications.

2. International Energy Agency (2018) "Towards a competitive natural gas market in Brazil. A review of the opening of the natural gas transmission system in Brazil". Insights Series 2018. IEA Publications.

Acopio del administrador de los bienes del ex-Proyecto GSP-ETSA. Foto: DSGN-Osinergmin.

BIBLIOGRAFÍA

Alterman, S. (2012). *Natural Gas Price Volatility in the UK and North America.* Oxford Institute for Energy Studies.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (2020a). Series estadísticas del PBI por sectores. Disponible en https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/pbi-por-sectores. Actualizado al 23/11/2020.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (2020b). Reporte de Inflación Setiembre 2020. Panorama y proyecciones macroeconómicas 2020-2021. Disponible en https://www.bcrp.gob.pe/docs/Publicaciones/Reporte-Inflacion/2020/setiembre/reporte-de-inflacion-setiembre-2020.pdf, p. 119.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (2020c). La economía nacional y sus perspectivas, p. 20.

Banco Central de Reserva del Perú, BCRP (2020d). Series estadísticas: exportaciones de productos tradicionales. Disponible en https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/mensuales/balanza-comercial. Actualizado al 26/11/2020.

Banegas, A. R. y Vergara, R. (2013). Influencia y divergencia de choques de precios del petróleo en precios del gas natural: ¿Mecanismo unidireccional o canales de transmisión?, una estimación mediante vectores estructurales con corrector de errores. *EconoQuantum*, 11(1).

British Broadcasting Company, BBC (2020). Coronavirus: Four Out of Five People's Jobs Hit by Pandemic. Disponible en https://www.bbc.com/news/business-52199888. Actualizado al 23/11/2020.

British Petroleum, BP (2020). Statistical Review of World Energy 2020-Full Report.

Cálidda (2017). Propuesta tarifaria presentada por gas natural de Lima y Callao S.A. para la revisión tarifaria 2018-2021. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/procesosregulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/Fijacion2018_2022/Propuesta%20Presentada%20al%20Minem.pdf

Cálidda (2019). Mecanismos de seguridad del sistema de distribución de gas natural en Lima y Callao.

Comisión Chilena de Cobre (2020). Informe semanal del mercado internacional del cobre. Semana del 16 al 20 de marzo de 2020. Disponible en https://www.cochilco.cl/Mercado%20de%20Metales/MERC%202020%2003%2020.pdf

Comité de Cooperación Económica del Sistema Interconectado Nacional (2020). Informe de evaluación de la operación diaria (enero-noviembre). Disponible en https://www.coes.org.pe/Portal/PostOperacion/Reportes/Ieod

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Ica suscrito el 7 de marzo de 2009.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Lima y la Provincia Constitucional del Callao suscrito el 9 de diciembre del 2000.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Norte suscrito el 31 de octubre de 2013.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos-Concesión Sur Oeste suscrito el 31 de octubre de 2013.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en el Departamento de Tumbes suscrito el 21 de mayo de 2019.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en la Región de Piura suscrito el 8 de noviembre de 2019.

CPB Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis (2020). World Trade Monitor. Disponible en https://www.cpb.nl/en/worldtrademonitor. Actualizado al 23/11/2020.

División de Supervisión de Gas Natural, Osinergmin (2020a). Reporte diario de procesamiento de gas natural (febrero-octubre). Disponible en

http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/potenciales_inversionistas/informacion_estadistica.html. Gráfico GN producido en Planta de Separación Malvinas, p. 5.

División de Supervisión de Gas Natural, Osinergmin (2020b). Reporte diario de procesamiento de gas natural (febrero-octubre). Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/potenciales_inversionistas/informacion_estadistica.html. LGN procesado en Planta de Fraccionamiento Pisco, p. 4.

División de Supervisión de Gas Natural-Osinergmin (2020c). Boletín Estadístico. Procesamiento, producción y transporte de gas natural, tercer trimestre 2020. Disponible en http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/Osinergmin-boletin-estadistico-gas-natural-2020-II.pdf, p.18.

División de Supervisión Regional, Osinergmin (2019). Registro actualizado de usuarios facturados-Reporte trimestral.

División de Supervisión Regional, Osinergmin (2020a). Reporte sobre indicadores en distribución de gas natural. Concesionarios en distribución de gas natural por red de ductos.

División de Supervisión Regional, Osinergmin (2020b). Informe de Gestión: Supervisión de la distribución y comercialización de gas natural. A diciembre 2019.

División de Supervisión Regional, Osinergmin (2020c). Informe Operativo del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos en Ica. Octubre 2020.

Fernández, S.; Mosquera, J. y J. Mosquera (2010). Análisis de emisiones de CO2 para diferentes combustibles en la población de taxis en Pereira y Dosquebradas. Scientia et Technica Año XVI, N° 45. Universidad Tecnológica de Pereira, ISSN 0122-1701. Colombia.

Fondo Monetario Internacional (2020). World Economic Outlook, October 2020. A Long and Difficult Ascent. Disponible en https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2020/09/30/world-economic-outlook-october-2020, p. 9 y p. 57.

Fulwood, M. (2018). Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality. C*enter on Global Energy Policy*, May.

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2014). Proceso de fijación de tarifas únicas y cargos de distribución de gas natural por red de ductos en Lima y Callao, periodo 2014-2018. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/procesos-regulatorios/gas-natural/tarifas-distribucion-gas-natural/Fijacion_2014_2018

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2015). Anuario Estadístico 2014. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2014.pdf

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2016). Anuario Estadístico 2015. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2015.pdf

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2017). Anuario Estadístico 2016. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2016.pdf

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2018). Anuario Estadístico 2017. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2017.pdf

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2019a). Anuario Estadístico 2018. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2018.pdf

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2019b). Regulación tarifaria y pliegos tarifarios de gas natural. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/regulacion-tarifaria/pliegos-tarifarios/gas-natural

Gerencia de Regulación de Tarifas, Osinergmin (2020). Anuario Estadístico 2019. Disponible en http://www2.osinerg.gob.pe/Publicaciones/pdf/Anuario/Anuario2019.pdf

Hausman, J. (1981). Exact Consumer's Surplus and Deadweight Loss. *The American Economic Review* Vol. 71, No. 4 (September), pp. 662-676.

Infogas (2020). Reporte Estadístico Mensual-Setiembre 2020. Corporación Financiera de Desarrollo S.A.-Cofide. Disponible en http://infogas.com.pe/estadisticas/, p. 4.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2013). Perú: Evolución de los indicadores de empleo e ingreso por departamento 2004-2012. Disponible en https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1105/libro.pdf, p. 63.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2020a). Informe técnico del mercado laboral en Lima Metropolitana. Disponible en https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/boletines/10-informe-tecnico-mercado-laboral-jul-ago-set-2020.pdf, p. 8.

Instituto Nacional de Estadística e Informática (2020b). Informe técnico comportamiento de los indicadores de mercado laboral a nivel nacional. Disponible en https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/boletines/04-informe-tecnico-empleo-nacional-jul-ago-set-2020.pdf, p. 35.

International Gas Union (2020). 2020 World LNG Report. Disponible en https://www.igu.org/app/uploads-wp/2020/04/2020-World-LNG-Report.pdf

International Group of Liquefied Natural Gas Importers (2020). The LNG industry: GIIGNL Annual Report 2020.

Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). Climate Change 2007: Synthesis Report. Disponible en http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ ar4/syr/ar4_syr.pdf

Intergovernmental Panel on Climate Change 2014. Cambio climático 2014: Informe de síntesis. Contribución de los grupos de trabajo I, II y III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [Equipo principal de redacción, R.K. Pachauri y L.A. Meyer (eds.)]. IPCC, Ginebra, Suiza, p. 157.

Johns Hopkins University (2020). COVID-19 Dashboard by the Center for Systems Science and Engineering (CSSE) at Johns Hopkins University (JHU). Disponible en https://coronavirus.jhu.edu/map.html. Actualizado al 26/12/2020.

Lara, C.; Mendoza, J.; López, M.; Téllez, R.; Martínez, W. y E. Mercedes (2009). *Propuesta metodológica para la estimación de emisiones vehiculares en ciudades de la República de México*. Secretaría de Comunicaciones y Transporte, Instituto Mexicano del Transporte.

Mendiola, A.; Aguirre, C.; Aguilar, O.; Castillo, S.; Giglio, G.; y Maldonado, W. (2012). *Proyectos de generación eléctrica en el Perú: ¿Centrales hidroeléctricas o centrales térmicas?* Universidad ESAN. Lima, Perú.

Ministerio de Economía y Finanzas (2019a). Series estadísticas de ejecución del gasto. Transparencia Económica. Periodo 2004-2019. Disponible en http://apps5.mineco.gob.pe/transparencia/mensual/default.aspx?y=2004&ap=ActProy

Ministerio de Economía y Finanzas (2019b). Series estadísticas de transferencias a los gobiernos nacional, regionales, locales y EPS. Transparencia Económica. Periodo 2004-2019. Disponible en http://apps5.mineco.gob.pe/transferencias/gl/default.aspx

Ministerio de Economía y Finanzas (2020a). Marco Macroeconómico Multianual 2021-2024. Disponible en https://www.mef.gob.pe/pol_econ/marco_macro/MMM_2021_2024.pdf. pp. 5, 6, 63 y 64.

Ministerio de Economía y Finanzas (2020b). Plan económico del Perú frente al Covid-19. Disponible en https://www.mef.gob.pe/planeconomicocovid19/index.html. Actualizado al 2/12/2020.

Ministerio de Energía y Minas (2019). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2017. Disponible en https://www.minem.gob.pe/minem/archivos/LARH_2017.pdf

Ministerio de Energía y Minas (2020a). Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre de 2018. Disponible en https://minem.gob.pe/minem/archivos/LARH%202018.pdf

Ministerio de Energía y Minas (2020b). Balance Nacional de Energía 2018. Dirección General de Eficiencia Energética, Área de Planeamiento Energético. Disponible en http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=12&idPublicacion=610

Ministerio de Energía y Minas (2020c). Informes Estadísticos de Upstream y Downstream del periodo 2004-2020. Disponible en http://www.minem.gob.pe/_estadisticaSector.php?idSector=5&pagina=1

Ministerio de Energía y Minas (2020d). Boletín estadístico minero, setiembre 2020. Disponible en http://www.minem.gob.pe/_publicacion.php?idSector=1&idPublicacion=615

Ministerio del Ambiente (2017). Reporte anual de gases de efecto invernadero del sector energía 2014. Disponible en https://infocarbono.minam.gob.pe/reportes-sectoriales/energia-2014/

Nicholson, W. (1997). *Teoría Microeconómica: principios básicos y ampliaciones* (1a. ed.). Madrid: Mcgraw-Hill Interamericana.

Organización Internacional del Trabajo (2020). Observatorio de la OIT: La Covid-19 y el mundo del trabajo. Sexta edición. Estimaciones actualizadas. Disponible en https://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/@dgreports/@dcomm/documents/briefingnote/wcms_755917.pdf, p. 6.

Organización Mundial de la Salud (2020). Covid-19: cronología de la actuación de la OMS. Disponible en https://www.who.int/es/news/item/27-04-2020-who-timeline---covid-19

Organización Mundial del Comercio (2020a). El comercio de servicios cae un 30% en el segundo trimestre mientras la Covid-19 hace estragos en el sector de los viajes internacionales. Disponible en https://www.wto.org/spanish/news_s/news20_s/serv_22oct20_s.htm

Organización Mundial del Comercio (2020b). Estadísticas sobre el comercio de mercancías. Disponible en https://www.wto.org/spanish/res_s/statis_s/merch_trade_stat_s.htm

Osinergmin (2016). Memoria Anual 2016. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Institucional/Memoria-Institucional-Osinergmin-2016.pdf

Osinergmin (2017a). Memoria Anual 2017. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Institucional/Memoria-Institucional-Osinergmin-2017.pdf

Osinergmin (2017b). Resolución Consejo Directivo de Osinergmin N 098-2018-OS/CD. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2018/OSINERGMIN%20No.098-2018-OS-CD.pdf

Osinergmin (2018a). Memoria Anual 2018. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Institucional/Memoria-Institucional-Osinergmin-2018.pdf

Osinergmin (2018b). Reporte de Análisis Económico Sectorial-Gas Natural, Año 7 Número 10. Gasoductos virtuales: una nueva alternativa para intensificar el uso del gas natural en el país. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/RAES/RAES-Gas-Natural-Diciembre-II-2018-GPAE-OS.pdf

Osinergmin (2018c). Ficha de supervisión del proyecto "Masificación del uso de gas natural a nivel nacional Concesión Suroeste". Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/DistribucionCalidad/Ficha-Contratos/006-Masificacion-Concesion-Suroeste.pdf

Osinergmin (2019). Memoria Anual 2019. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/memoria-institucional

Osinergmin (2020). Series estadísticas de precios de referencia del periodo 2004-2019. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/Paginas/VisorPreciosReferencia.aspx?Codigo=2015

Pells, R. (2020). Great Depression. Disponible en https://www.britannica.com/event/Great-Depression/Popular-culture. Actualizado al 23/11/2020.

Perupetro (2019). Serie de estadísticas anuales de hidrocarburos. Periodo 2004-2019. Disponible en https://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas/estad%C3%ADstica%20petrolera/!ut/p/z1/04_Sj9CPykssy0xPLMnMz0vMAfIjo8zi_YxcTTw8TAy93AN8LQwCTUJcvEKADEMfE_1wsAIDHMDRQD8Kt35zZ5h-HAoCjczw6XdyM8avH-TAKPzOw6sfZAEl7gcpiCIUflGEnBiFzwwzf1P8CkBhWJAbCgQRBpmejooA3NIxnw!!/dz/d5/L2dBISEvZ0FBIS9nQSEh/

Pustišek, A. y Karasz, M. (2017). *Natural Gas: A Commercial Perspective.* Springer.

Riley J. (2012). *Essential Microeconomics.* Cambridge University Press.

Ruiz, Marusia (2019). *El gas de Camisea: Su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino.* Grupo Propuesta Ciudadana.

Sarango, D. D. (2005). Impacto Ambiental por uso del gas natural de Camisea en la generación de energía eléctrica en el Perú. *Revista de investigación de física,* 8 (02).

Schmerler, D.; Salvador, J.; Montesinos, J. y Zurita, V. (2017). *Políticas regulatorias aplicadas a los sectores de energía y minería.* Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Politicas-Regulatorias-Aplicadas-Energia-Mineria.pdf

Talavera, H. (2012). Medios de transporte de gas natural licuado: *GNL. La Revista de Gas Natural.* Osinergmin. Disponible en http://larevistadelgasnatural.osinerg.gob.pe/articulos_recientes/files/archivos/52.pdf

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y García, R. (Editores) (2014). *La industria del gas natural en el Perú. A diez años del Proyecto Camisea.* Osinergmin. Lima-Perú. Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Libro-Industria-Gas-Natural-Peru-10anios-Camisea.pdf

Tamayo, J., Salvador, J., Vásquez, A. y Zurita, V. (2017). *La industria minera en el Perú: 20 años de contribución al crecimiento y desarrollo económico del país.* Disponible en https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/Institucional/Estudios_Economicos/Libros/Osinergmin-Industria-Mineria-Peru-20anios.pdf, p. 35.

Supervisión en City Gate de Lurín. Foto: GCRI-Osinergmin.

GLOSARIO

3D	Tridimensional
APP	Asociaciones Público-Privadas
ArcGIS	Plataforma que emplea el Sistema de Información Geográfica
ASME B31Q	Norma que recopila prácticas internacionales aceptadas en relación a la calificación de personal que realiza las actividades de distribución de gas natural por red de ductos
BCRP	Banco Central de Reserva del Perú
Barg	Unidad de presión, también expresada como bar
BBC	*The British Broadcasting Corporation*
BCH	Balanza Comercial de Hidrocarburos
Bm^3	Billones de metros cúbicos
BOOT	*Build-Own-Operate-Transfer*
BPCD	Billones de pies cúbicos diarios
BPD	Barriles por día
BPM	*Business Process Management*
BTU	*British Thermal Unit*
B/C	Beneficio/Costo
°C	Grado Celsius
CMT	Costo Medio de Transporte de Gas
CASE	Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética
CHN	China
C_{H4}	Metano
Cm	Centímetros
Cálidda	Gas Natural de Lima y Callao S.A.
CN	Componente Nacional
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
CO_2	Dióxido de carbono
Cofide	Corporación Financiera de Desarrollo
Cofigas	Programa de Financiamiento de Conversión a Gas Natural

Contugas	Contugas S.A.C.
Covid-19	Enfermedad infecciosa causada por el virus SAR-CoV-2
CSO	Centro de Supervisión del Osinergmin
DAP	*Delivery at Place*
DES	*Delivered ex-Ship*
DS	Decreto Supremo
DSGN	División de Supervisión de Gas Natural de Osinergmin
DSHL	División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos de Osinergmin
DSR	División de Supervisión Regional
ECF	Escenario contrafactual
ENEL	ENEL Generación Piura S.A.
EPS	Entidades Prestadoras de Servicios de Saneamiento
ER	Escenario real
Ercue	Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía
ETS	*Emissions Trading System*
EUA	*European Union Allowance*
EU-28	*European Union - 28 Countries Members*
FAT	Factor de actualización tarifaria
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
FMI	Fondo Monetario Internacional
FOB	*Free on Board*
Focam	Fondo de Desarrollo Socioeconómico del Proyecto Camisea
Gasnorp	Gases del Norte del Perú S. A. C.
GEI	Gases de Efecto Invernadero
GIIGNL	Grupo Internacional de Importadores de Gas Natural Licuefactado
GIS	*Geographical Information System*
GJ	Giga Joule
GLP	Gas licuado de petróleo
GN	Gas natural
GNC	Gas natural comprimido
GNF	Gas natural fiscalizado
GNL	Gas natural licuefactado
GNL SPA	Acuerdos de compra y venta de gas natural licuefactado

GNV	Gas natural vehicular
GPAE	Gerencia de Políticas y Análisis Económico
GPS	Gestión de Procesos de Supervisión
GPS navegador	Equipo de ubicación basado en el *Global Positioning System*
Gr/km	Gramos por kilómetro
GRP	Garantía de Red Principal
GRT	Gerencia de Regulación de Tarifas
GSA	Acuerdos de venta de gas en su estado gaseoso
GSE	Gerencia de Supervisión de Energía de Osinergmin
GWh	Gigawatt hora
ICCP	*Inter-Control Center Communications Protocol*
ICIS	*Independent Commodity Intelligent Services*
IGV	Impuesto General a las Ventas
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
IOS	*Internetwork Operative System*
IP	Instituciones Públicas
IPCC	*Intergovernmental Panel on Climate Change*
IR	Impuesto a la renta
IRN	Irán
IRQ	Irak
ISC	Impuesto Selectivo al Consumo
ISSN	*International Standard Serial Number*
JKM	Japan Korea Marker
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetros
KP-127	Planta compresora de Kámani
KP-277	Punto de Derivación del Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural ubicado en Ayacucho
LGN	Líquidos de gas natural
LIB	Límite Inferior de la Banda de Gas Natural
Linepack	Magnitud que describe el volumen total de gas contenido dentro del sistema, está expresado en millones de metros cúbicos
LSB	Límite superior de la Banda de Gas Natural
LYB	Libia

m^3	Metros cúbicos
mbar	Milibar
Mbls	Miles de barriles
MBPD	Miles de barriles por día
MDBS	*Middle Distillate Blending Stock*
MEF	Ministerio de Economía y Finanzas
MIG	Mecanismo de Ingresos Garantizados
Minem	Ministerio de Energía y Minas
mm	Milímetros
Mm^3pc	Millones de metros cúbicos por persona
MMbls	Millones de barriles
MM BTU	Millones de British Thermal Unit
MMPCD	Millones de pies cúbicos estándar por día
MMT	Millones de toneladas
MMTA	Millones de toneladas anuales
MMTMA	Millones de toneladas métricas anuales
MM US$	Millones de dólares americanos
MR	Margen de reserva
MWh	Megawatt hora
N°	Número
Naturgy	Naturgy Perú S.A.
NBP	*National Balancing Point*
NCMH	Metros cúbicos normales por hora
N_2O	Óxido de nitrógeno
OIT	Organización Internacional de Trabajo
OMC	Organización Mundial de Comercio
OMS	Organización Mundial de la Salud
OSHA	*Occupational Safety and Health Administration* (Administración de Seguridad y Salud Ocupacional)
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
PBI	Producto Bruto Interno
PCM	Presidencia del Consejo de Ministros del Perú
PER	Perú
PES	Pérdida de Eficiencia Social

PGBP	Precio de gas natural en boca de pozo
PIP	Proyectos de Inversión Pública
PLCs	Autómatas Programables
PLNG	Peru LNG
PMG	Precio medio de gas natural
PNA	Planes Nacionales de Asignación
POC	Puesta en Operación Comercial
Power BI	*Power Business Intelligence*
PP	Puntos porcentuales
PR	Precio realizado
PRIE	Portal de Remisión de Información Energético
QAT	Catar
Quavii	Gases del Pacífico S.A.C.
RER	Recursos Energéticos Renovables
RPAS	Remotely Piloted Aicraft System
RUS	Rusia
RUTs	Unidades Terminales Remotas
S.A.	Sociedad anónima
S.A.C.	Sociedad anónima cerrada
SAP	*Systems, Applications, Products in Data Processing*
SCADA	Sistema Automático de Supervisión, Control y Adquisición de Datos y Monitoreo de Condiciones Operativas
SISE	Cargo Tarifario por Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos
Sm^3	Metro cúbico estándar
S.R.L.	Sociedad de Responsabilidad Limitada
STD	Sistema de Transporte por Ductos
STD-GN	Sistema de Transporte por Ductos de Gas Natural
STD-LGN	Sistema de Transporte por Ductos de Líquidos de Gas Natural
S/	Nuevo sol
TCF	Trillones de pies cúbicos
TCO_2	Toneladas de dióxido de carbono
TDOR	Tarifa de distribución en otras redes
TDRP	Tarifa de distribución de la red principal
TGP	Transportadora de Gas del Perú S.A.

TKM	Turkmenistán
Tm^3	Trillones de metros cúbicos
TPC	Trillones de pies cúbicos
TRS	Tarifa Regulada de Seguridad
TSD	Tasa Social de Descuento
TTRP	Tarifa de transporte de la red principal
TUD	Tarifa Única de Distribución
TUO	Texto Único Ordenado
UIG	Unión Internacional del Gas
UPPGN	Unidad de Producción y Procesamiento de Gas Natural de Osinergmin
UTDGN	Unidad de Supervisión de Transporte por Ductos de Gas Natural de Osinergmin
USA	Estados Unidos
US$	Dólares americanos
US$/MMBTU	Dólares americanos por millón de *British Thermal Unit*
VE	Variación Equivalente
VEN	Venezuela
VEP	Volúmenes reales
VMV	Valor Mínimo para Valorización
VNR	Valor Nuevo de Reemplazo
VR	Valor de Referencia
WAN	*Wide Area Network*
WTI	*West Texas Index*
YEM	Yemen

Redactores

CAPÍTULO 1: DESARROLLO DEL MERCADO INTERNACIONAL

1.1. Las reservas mundiales y locales de gas natural	Francisco Javier Coello Jaramillo Arleth Maritza Cerrudo Chávez
1.2. La producción mundial y local de gas natural	Francisco Javier Coello Jaramillo Arleth Maritza Cerrudo Chávez
1.3. El consumo mundial y local de gas natural	Francisco Javier Coello Jaramillo Arleth Maritza Cerrudo Chávez
1.4. El comercio internacional de gas natural licuefactado	Francisco Javier Coello Jaramillo Arleth Maritza Cerrudo Chávez
1.5. Marcadores internacionales de nuestras exportaciones	Pablo Anthony Suclupe Girio Arleth Maritza Cerrudo Chávez José Emilio Chicasaca Huamaní
1.6. Impacto de los marcadores internacionales sobre las regalías recaudadas por el gas exportado	Alexander Junior Carrillo Chávez Melissa Isabel Llerena Pratolongo Arleth Maritza Cerrudo Chávez

CAPÍTULO 2: DESARROLLO DE LA OFERTA EN EL MERCADO NACIONAL DE GAS NATURAL

2.1. Exploración	Thaís Chávez Porta
2.2. Producción	Virginia Angélica Barreda Grados Beatriz Juana Adaniya Higa Alcides Juan Campos Peves Javier Francisco Huaytan Ponce
2.3. Procesamiento	Virginia Angélica Barreda Grados Beatriz Juana Adaniya Higa Javier Francisco Huaytan Ponce

2.4. Transporte
Virginia Angélica Barreda Grados
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco
Roger Lopez Tuesta
José Antonio Unzueta Graus
Edilberto Gutierrez Ortiz

2.5. Características de las concesiones de distribución de gas natural
María Alejandra Méndez Vega
Thaís Chávez Porta
Juan José Morante Montenegro
José Emilio Chicasaca Huamaní

CAPÍTULO 3: EVOLUCIÓN DE LA DEMANDA DE GAS NATURAL EN EL PERÚ

3.1. Demanda para exportación
Juan José Morante Montenegro

3.2. Demanda de los distribuidores de gas natural
María Alejandra Méndez Vega
Juan José Morante Montenegro

CAPÍTULO 4: NORMATIVA EN EL SECTOR DE GAS NATURAL

4.1. Normativa de la supervisión de contratos de concesión de gas natural
Victoria María Avendaño Ugaz
Paola Ivette Taboada Caro
Lizandro Chumpen Amaro

4.2. Normativa de la supervisión de producción y procesamiento de gas natura, así como de transporte por ductos
Victoria María Avendaño Ugaz
Paola Ivette Taboada Caro
Lizandro Chumpen Amaro

4.3. Normativa de supervisión remota de las actividades de gas natural
Victoria María Avendaño Ugaz
Paola Ivette Taboada Caro
Lizandro Chumpen Amaro

4.4. Normativa de distribución de gas natural
José Augusto Chirinos Cubas

4.5. Proyecto "Procedimiento de entrega de información sobre el Sistema de Integridad de Ductos de Transporte de Hidrocarburos"
Victoria María Avendaño Ugaz
Paola Ivette Taboada Caro
Lizandro Chumpen Amaro

4.6. Normativa de la regulación del sector de gas natural
Luis Enrique Grajeda Puelles
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco

CAPÍTULO 5: IMPACTOS DE LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

5.1. Impacto en el sector público
Carlos Renato Salazar Ríos
José Alejandro Amaya Mudarra

5.2. Impacto en el sector externo
Carlos Renato Salazar Ríos
Wilder Santos Viera

5.3. Ahorros en el segmento residencial
Carlos Renato Salazar Ríos
José Alejandro Amaya Mudarra

5.4. Ahorros en el segmento comercial
Carlos Renato Salazar Ríos
Wilder Santos Viera

5.5. Ahorros en el segmento industrial
Carlos Renato Salazar Ríos
Alexander Junior Carrillo Chávez

5.6. Ahorros en el segmento vehicular
Carlos Renato Salazar Ríos
José Alejandro Amaya Mudarra

5.7. Ahorros en el segmento de generación eléctrica
Carlos Renato Salazar Ríos
Ernesto Yuri Guevara Ccama

5.8. Beneficios de la función reguladora de Osinergmin
Carlos Renato Salazar Ríos
Darha Valeskka Chávez Vásquez

5.9. Beneficios del portal de habilitaciones de gas natural de Osinergmin
Carlos Renato Salazar Ríos
Ernesto Yuri Guevara Ccama
Darha Valeskka Chávez Vásquez
Carlos Miranda Velásquez

5.10. Impacto ambiental
Carlos Renato Salazar Ríos
Carlos Miranda Velásquez

CAPÍTULO 6: EJERCICIO DE LAS FUNCIONES DEL OSINERGMIN EN LA INDUSTRIA DE GAS NATURAL

6.1. Experiencias en regulación
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco
Raúl Montoya Benites
Eduardo Torres Morales

6.2. Experiencias en supervisión
Virginia Angélica Barreda Grados
Oscar Echegaray Pacheco
Gerardo Meza Oscanoa

Marian Núñez del Prado Lovaton

6.3. Innovación tecnológica en la supervisión
Virginia Angélica Barreda Grados
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco
Guillermo Casapia Nuñez
Javier Francisco Huaytan Ponce
Roger Lopez Tuesta

CAPÍTULO 7: IMPACTO EXTERNO, LA PANDEMIA COVID-19

7.1. Impactos del Covid-19 en la economía peruana a nivel macroeconómico
Víctor Raúl Zurita Saldaña
Darha Valeskka Chávez Vásquez
Thaís Chávez Porta

7.2. Impactos del Covid-19 en los sectores energéticos y mineros
Víctor Raúl Zurita Saldaña
Darha Valeskka Chávez Vásquez

7.3. La supervisión y fiscalización en tiempos de pandemia: experiencia y prácticas aprendidas
Virginia Angélica Barreda Grados
Beatriz Juana Adaniya Higa
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco
José Antonio Unzueta Graus
Edilberto Gutiérrez Ortiz
Javier Francisco Huaytan Ponce

7.4. Medidas regulatorias adoptadas durante el Estado de Emergencia
Oscar Alfredo Echegaray Pacheco
Raúl Montoya Benites
Eduardo Torres Morales
Elizabeth Pahuacho Vásquez

CONCLUSIONES

Darha Valeskka Chávez Vásquez
Francisco Coello Jaramillo
Thaís Chávez Porta
Juan José Morante Montenegro
Carlos Miranda Velásquez
Wilder Santos Viera
Carlos Renato Salazar Ríos
Arleth Maritza Cerrudo Chávez
Alexander Junior Carrillo Chávez

Planta de Gas Natural de Pisco-Perú (2014). Foto: Osinergmin.

Anexos

CAPÍTULO 1

A.1-1: Ejemplo de aplicación de cálculo de regalías de GNL exportado

Según Perupetro[16], para la segunda quincena de junio de 2012 se observan los siguientes datos en la producción de gas natural fiscalizado del Lote 56 con destino a la exportación:

Valor de Referencia (VR): 8.5733 US$/MMBTU

Precio Realizado (PR): 2.693 US$/MMBTU

Producción (GNF): 6 696 901 MMBTU

El monto de la regalía que el contratista deberá pagar se obtendrá de la siguiente fórmula:

$$\boldsymbol{Regalía} = \boldsymbol{GNF} \times \boldsymbol{Max}\ (\boldsymbol{PR}; \boldsymbol{VMV}) \times \%\boldsymbol{R}$$

Debido a que el VR está entre US$ 8.5 y US$ 9 por MMBTU, el valor máximo entre el PR y el Valor Mínimo de Valorización (VMV) es el correspondiente al PR, según la tabla del **cuadro 1-1**. En efecto, aplicando una interpolación lineal se obtiene 2.693 y 1.346 para el PR y VMV, respectivamente.

Por otro lado, como el VR es mayor a 5.0, el porcentaje de regalía a aplicar será 38%, según los intervalos de la tabla del **cuadro 1-2**. En consecuencia, el cálculo de la regalía se obtiene de:

$$\boldsymbol{Regalía} = \mathbf{6\,696\,901}\ \boldsymbol{MMBTU} \times \mathbf{2.693}\ \boldsymbol{US\$/MMBTU} \times \mathbf{38\%}$$

$$\boldsymbol{Regalía} = \mathbf{6\,853\,206.7}\ \boldsymbol{US\$}$$

CAPÍTULO 5

A.5-1: Derivación de la fórmula de la Variación Equivalente

Con el objetivo de estimar el cambio en el bienestar, se considera una función de demanda de gas natural lineal para el sector residencial (ver **ecuación A.5.1-1**).

$$x = \alpha p + \delta y + \gamma z \qquad \textbf{[A.5.1-1]}$$

Donde,

x : cantidad demandada de gas natural en Sm^3
α : coeficiente asociado a la variable precio
p : tarifa nominal del gas natural en US$ por Sm^3
y : ingreso del consumidor
δ : coeficiente asociado a la variable ingreso
z : vector de características socioeconómicas
γ : vector de parámetros asociados a las características socioeconómicas

Utilizando el teorema de la función implícita, la identidad de Roy y resolviendo una ecuación diferencial ordinaria, Hausman (1981) encuentra la siguiente función de utilidad indirecta:

$$v(p, y) = e^{-\delta p}\left[y + \frac{1}{\delta}\left(\alpha p + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right)\right] \qquad \textbf{[A.5.1-2]}$$

Por dualidad y al despejar el ingreso y de la función de utilidad indirecta, se obtiene la función de gasto mínimo:

$$e(p, \overline{u}) = e^{\delta p}\overline{u} - \frac{1}{\delta}\left(\alpha p + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right) \qquad \text{[A.5.1-3]}$$

Para estimar la variación equivalente (VE), se definieron cantidades y precios correspondientes al escenario real (periodo 0) y al escenario contrafactual (periodo 1).

Ante un cambio en el precio, la VE se representa como:

$$VE = e(p_1, \overline{u}_1) - e(p_0, \overline{u}_1) \qquad \text{[A.5.1-4]}$$

Reemplazando las funciones de gasto mínimo y la utilidad indirecta obtenemos:

$$VE = e^{\delta p_1}\overline{u}_1 - \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right) - \left[e^{\delta p_0}\overline{u}_1 - \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_0 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right)\right] \qquad \text{[A.5.1-5]}$$

$$VE = e^{\delta p_1}\overline{u}_1 - \frac{1}{\delta}(\alpha p_1 - \alpha p_0) - \left(e^{\delta p_0}\overline{u}_1\right) \qquad \text{[A.5.1-6]}$$

Reemplazando el valor de $\overline{u}_1$:

$$VE = e^{\delta p_1}e^{-\delta p_1}\left[y + \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right)\right] - \frac{1}{\delta}(\alpha p_1 - \alpha p_0) - e^{\delta p_0}e^{-\delta p_1}\left[y + \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right)\right] \qquad \text{[A.5.1-7]}$$

$$VE = y + \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_0 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right) - e^{\delta(p_0 - p_1)}\left[y + \frac{1}{\delta}\left(\alpha p_1 + \frac{\alpha}{\delta} + \gamma z\right)\right] \qquad \text{[A.5.1-8]}$$

Considerando la función de demanda lineal se obtiene la siguiente expresión de la VE:

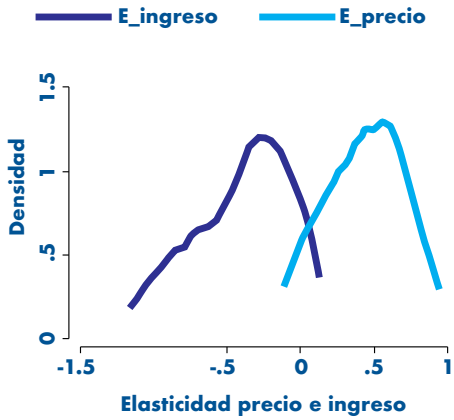
$$VE = \frac{1}{\delta}\left(x_0 + \frac{\alpha}{\delta}\right) - e^{\delta(p_0 - p_1)}\frac{1}{\delta}\left(x_1 + \frac{\alpha}{\delta}\right) \qquad \text{[A.5.1-9]}$$

A.5-2: Elasticidad precio e ingreso de la demanda de gas natural

Las elasticidades precio e ingreso se obtuvieron luego de una revisión de 21 documentos de trabajo sobre demanda de gas natural para el sector residencial. El **gráfico A.5-1** muestra la distribución de estas elasticidades.

Para el presente estudio se escogieron los valores de la mediana de la distribución, los cuales son 0.48 y -0.33, para la elasticidad ingreso y la de precio.

Gráfico A.5-1: Elasticidades de precio e ingreso de la demanda de gas natural



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

A partir de la elasticidad precio (e_p), se puede obtener el parámetro α:

$$e_p = \frac{dx}{dp}\frac{\overline{p}}{\overline{x}} \qquad \text{[A.5.2-1]}$$

$$e_p = \alpha\frac{\overline{p}}{\overline{x}} \;\rightarrow\; \alpha = e_p\frac{\overline{x}}{\overline{p}} \qquad \text{[A.5.2-2]}$$

Asimismo, a partir de la elasticidad ingreso (e_y), se obtiene el valor del parámetro δ:

$$e_y = \frac{dx}{dy}\frac{\overline{y}}{\overline{x}} \qquad \text{[A.5.2-3]}$$

$$e_y = \delta\frac{\overline{y}}{\overline{x}} \;\rightarrow\; \delta = e_y\frac{\overline{x}}{\overline{y}} \qquad \text{[A.5.2-4]}$$

Donde los valores $\bar{x}$ y $\bar{y}$ representan la demanda promedio y el ingreso promedio. En este estudio, se tomó la mediana del ingreso mensual por hogar y fue calculada a partir de la Encuesta Nacional de Hogares (Enaho) para la región Lima. La demanda promedio se calculó al dividir el consumo residencial mensual total en Sm^3 entre el número de clientes.

A.5-3: Derivación del impacto de la labor de Osinergmin en el proceso tarifario

En un enfoque de equilibro parcial, la tarifa real es la fijada por Osinergmin y la tarifa contrafactual es la inicialmente propuesta por Cálidda. La tarifa promedio o tarifa real se construye con la siguiente ecuación:

$$\boldsymbol{Tr = \frac{CF}{CM} + CV} \qquad \textbf{[A.5.3-1]}$$

Donde,

Tr :tarifa real en soles por Sm^3
CF :margen de comercialización fijo del pliego tarifario
CM :consumo medio mensual
CV :margen de distribución variable del pliego tarifario

La tarifa contrafactual se construye con la siguiente expresión:

$$\boldsymbol{Tc = \frac{CF*(CF_C/CF_O)}{Consumo\ medio} + CV * (CV_C/CV_O)} \qquad \textbf{[A.5.3-2]}$$

Donde,

Tc :tarifa contrafactual en soles por Sm^3
CF :margen de comercialización fijo del pliego tarifario
CF_C :margen de comercialización fijo en US$ propuesto por Cálidda
CF_O :margen de comercialización fijo en US$ de la fijación tarifaria
CV :margen de distribución variable del pliego tarifario
CV_C :margen de distribución variable en US$ propuesto por Cálidda
CV_O :margen de distribución variable en US$ de la fijación tarifaria

Es preciso señalar que la fórmula anterior se aplica al inicio de la fijación tarifaria. Luego, la tasa contrafactual crece a la misma tasa de la tarifa real que es explicada por los factores de actualización. Después, ambas tarifas se dividen entre el tipo de cambio mensual (PEN/US$) para calcular las tarifas en dólares.

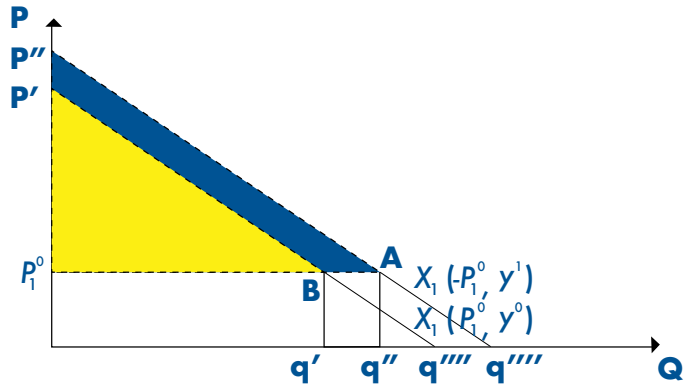
A fin de estimar el cambio en el bienestar, se utilizó la variación equivalente. Se considera una función de demanda de gas natural lineal y se definieron cantidades y precios correspondientes al escenario real y al escenario contrafactual. La derivación de la fórmula de la variación equivalente (VE) se encuentra en el **acápite 5.1** del presente anexo.

$$VE = \frac{1}{\delta}\left(x_0 + \frac{\alpha}{\delta}\right) - e^{\delta(p_0 - p_1)}\frac{1}{\delta}\left(x_1 + \frac{\alpha}{\delta}\right) \qquad \text{[A.5.3-1]}$$

A.5-4: Derivación del impacto de un incremento del ingreso en la demanda de gas natural residencial

El incremento del ingreso debido al ahorro en la disminución del plazo de las habilitaciones de suministro desplaza la curva de demanda hacia la derecha, lo cual produce un incremento en el bienestar del consumidor medido por el área del trapecio de color azul. El área del trapecio $\overline{BAP'P''}$ es el resultado de la resta de las áreas de los triángulos $\overline{P_1^0 AP''}$ y $\overline{P_1^0 BP'}$.

Gráfico A.5-2: Incremento en el bienestar por el incremento en el ingreso (en MM US$)



Fuente y elaboración: GPAE-Osinergmin.

Para estimar esta área, primero se utiliza la función de demanda de Hausman (1981) y luego se agrega un *shock* al ingreso del consumidor (ΔM). La función inversa de la demanda planteada por el autor se observa en la **ecuación A.5.4-2** y la función inversa de la demanda con el cambio en el ingreso se presenta en la **ecuación A.5.4-4**.

$$\boldsymbol{x = \alpha p + \delta y + \gamma z} \qquad \textbf{[A.5.4-1]}$$

$$\boldsymbol{P = \frac{x}{\alpha} + \frac{a}{\alpha}} \qquad \textbf{[A.5.4-2]}$$

$$\boldsymbol{x' = \alpha p + \delta y + (\gamma + \Delta M) z} \qquad \textbf{[A.5.4-3]}$$

$$\boldsymbol{P = x'' - a - \delta(\Delta M)} \qquad \textbf{[A.5.4-4]}$$

Donde,

$a = \delta y + \gamma z$

El área del triángulo $\overline{P_1^0 A P''}$ representa el excedente del consumidor inicial y el área del triángulo $\overline{P_1^0 B P'}$ es el excedente del consumidor cuando recibe un *shock* exógeno en su nivel de renta y las demás variables se mantienen constantes. La resta de ambas áreas conlleva al siguiente cambio del bienestar (ΔW) cuando el precio es P_1^0 (ver **ecuación A.5.4-5).**

$$\boldsymbol{\Delta W = \frac{1}{2\alpha}[(\alpha P_1^0 + a + \delta \Delta M)(-a - \delta \Delta M - \alpha P_1^0) - (\alpha P_1^0 + a)(-a - \alpha P_1^0]} \qquad \textbf{[A.5.4-5]}$$

$$\boldsymbol{\Delta W = \frac{1}{2\alpha} \delta \Delta M(-2(\delta y + \gamma z + \alpha P_0) - \delta \Delta M} \qquad \textbf{[A.5.4-6]}$$

Donde,

ΔW :es el cambio en el bienestar
δ :coeficiente asociado a la variable ingreso
ΔM :incremento del ingreso anual
y :ingreso anual del consumidor en US$
γ :vector de parámetros asociados a las características socieconómicas
z :vector de características socieconómicas
α :coeficiente asociado a la variable precio

Osinergmin

Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar, Lima 17
Teléfono: 219 3400 anexo 1057
www.osinergmin.gob.pe

ISBN: 978-612-47350-7-3