

EL GAS DE CAMISEA

Su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino

Marusia Ruiz Caro Reyes

Septiembre de 2019

Con el apoyo de

Brot
für die Welt

EL GAS DE CAMISEA

**Su historia, su realidad y las perspectivas
para el Sur Andino**

Marusia Ruiz Caro Reyes

Septiembre de 2019

EL GAS DE CAMISEA

Su historia, su realidad y las perspectivas para el Sur Andino

Autora:

Marusia Ruiz Caro Reyes

Editado por:

Grupo Propuesta Ciudadana

Calle Alberto Arca Parró 180-B, San Isidro

(511) 393-8286 / 421-6204

www.propuestaciudadana.org.pe

contacto@propuestaciudadana.org.pe

Corrección de estilo:

Óscar Hidalgo Wuest

Cuidado de edición:

Nelly Carrasco Camones

Mabel Abanto Yllescas

Diseño y Diagramación:

Juan Carlos García

Documento elaborado en el marco del proyecto: “Participación ciudadana en la reconstrucción, la gobernanza democrática y el desarrollo territorial”, con apoyo de Pan Para el Mundo

Brot
für die Welt

CONTENIDO

Introducción	7
Capítulo 1	
Las estrategias para desarrollar el gas de Camisea	9
1.1 Antecedentes	9
1.2 El acuerdo de bases y el fracaso de la negociación de Alan García	12
1.3 La negociación en el marco de un nuevo orden económico	14
1.4 El entusiasmo por exportar el gas de Camisea	21
1.5 A modo de conclusión	27
Capítulo 2	
El uso del gas natural de Camisea	29
2.1 El gas natural en la producción y el consumo de energía en el Perú	29
2.2 Reservas y producción de gas natural	31
2.3 Destino del gas natural	33
2.4 A manera de conclusión	47
Capítulo 3	
La masificación del gas en el Perú	49
3.1 La masificación del gas en Lima y Callao	51
3.2 La masificación en Ica	52
3.3 La masificación en la Costa Norte y Suroeste	53
3.4 Concesión Centro-Sur	56
3.5 Los necesarios subsidios para masificar el uso del gas	58
3.6 A manera de conclusión	62
Capítulo 4	
Los frustrados proyectos del gasoducto para el Sur Peruano	63
4.1 El Sur ausente en los acuerdos del periodo 1988-2008	63
4.2 La falta de rentabilidad como argumento para la marginación del Sur	64
4.3 El Gasoducto Andino del Sur	66

4.4 El proyecto del Gasoducto Sur Peruano	70
4.5 Balance de la acción del gobierno de Martín Vizcarra frente al gasoducto para la macrorregión Sur	82
4.6 Razones que sustentan el proyecto SITGAS por el Sur Andino	85
Capítulo 5	
La alternativa boliviana	93
5.1 El gas natural en Bolivia	93
5.2 Las estrategias bolivianas y el mercado peruano	96
5.3 El nodo energético del Sur	98
Comentarios finales	101
Anexos	
Anexo 1. Infraestructura del proyecto Camisea	105
Anexo 2. Accionistas de las empresas titulares de los contratos de licencia en el área de Camisea al 31 de junio 2019	108
Siglas y acrónimos empleados	109
Referencias bibliográficas	111

INTRODUCCIÓN

En la segunda mitad de la década de 1980, la empresa Shell descubrió un importante yacimiento de gas natural en la selva del Cusco, en la zona de Camisea. Este fue un hecho de gran trascendencia y una gran oportunidad para el Perú durante las décadas siguientes. El hallazgo brindó las condiciones para alcanzar la seguridad energética en el largo plazo y avanzar de manera sostenida en la construcción de una estructura de generación de la energía nueva y sostenible, tal como la que necesita el país.

Luego de poco más de tres décadas de oficializadas las reservas de Camisea y de quince años del inicio de su explotación comercial, este documento analiza el proceso de construcción del marco jurídico e institucional para desarrollarlas, examina los resultados de la estrategia seguida para su utilización e identifica los avances y problemas. Asimismo, revisa las posibilidades que tiene el gas para contribuir con el desarrollo del Sur Andino.

El primer capítulo hace una presentación resumida de los cambios normativos, las negociaciones que se han dado y los contratos firmados para explotar los yacimientos a lo largo de veinte años. Estos últimos llevaron, a la práctica, una forma de explotación y utilización del gas que siguió un esquema económico neoliberal, que se mantiene sin mayores cambios desde la década 1990.

El segundo capítulo presenta, de manera breve, un conjunto de datos que brindan una imagen de la dimensión de este recurso y de los principales usos que le da el país. En primer lugar, analiza la consolidación de la exportación del gas como una prioridad de distintos gobiernos, hecho que se refleja en la legislación relativa a este tema, en los contratos suscritos y en la limitada supervisión que se ha dado a esta actividad. El objetivo ha sido crear condiciones para la rentabilidad de las empresas, incluso por encima de las posibilidades que se planteaban para el desarrollo nacional y la mejora de la calidad de vida de los ciudadanos. En segundo lugar, revisa la situación del gas como insumo para la generación de energía eléctrica y su creciente participación en un sistema nacional de electricidad en expansión. Finalmente, reseña su utilización en el sector industrial, así como en el parque automotor, a través del gas natural vehicular.

El tercer capítulo analiza la masificación del uso del gas, que permite el acceso directo del ciudadano y de las familias a los beneficios de esta fuente de energía. Por un lado, presenta la situación de los procesos en curso en Lima-Callao, Ica y las costas sur y

norte del país. Por el otro, resalta la diferencia que hay entre la implementación de los primeros dos procesos y los dos últimos. Finalmente, incluye una revisión rápida de los subsidios existentes, indispensables para hacer viable la masificación, y su concentración en Lima-Callao e Ica, en detrimento de otras regiones del Perú.

El cuarto capítulo analiza la historia del gasoducto para el Sur Peruano y la forma en que hasta el día de hoy sigue siendo una propuesta frustrada. En primer lugar, presenta la realidad de exclusión de esta parte del país de las políticas y concesiones para el gas entre 1998 y 2008, así como los argumentos con los que se ha justificado esta situación. En segundo lugar, examina los dos proyectos fallidos para hacer realidad el gasoducto y evidencia cómo muestran claramente la ausencia de una visión de desarrollo de los gobiernos de este siglo y la corrupción de nuestros gobernantes. Se trata, concretamente, del Gasoducto Andino del Sur (Kuntur) y, posteriormente, del Gasoducto Sur Peruano (Odebrecht-Enagás), que se paralizó en la etapa de implementación. Finalmente, se incluye una breve explicación del bloqueo que actualmente experimenta el proyecto.

El quinto capítulo trata brevemente sobre la situación y las políticas del gobierno de Bolivia para gestionar su gas natural. Hace una presentación del diálogo político en torno al gas boliviano para el Sur Peruano y muestra los riesgos que pueden surgir por la indecisión del gobierno sobre la construcción del Gasoducto Sur Peruano. Se añade a esta el acuerdo de entendimiento entre las empresas del nodo energético del Sur con el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia.

El documento se cierra con un conjunto de comentarios que buscan llamar la atención sobre elementos fundamentales de una agenda para consolidar en el largo plazo la seguridad energética del país, la masificación del gas en todo el territorio nacional y el impulso a un polo de desarrollo en el Sur Peruano.

El Grupo Propuesta Ciudadana pone a disposición de las autoridades regionales y locales, así como de las organizaciones sociales e instituciones del Sur del Perú, el presente informe, con el objetivo de informar, dialogar y demandar la pronta reactivación de este proyecto, el Gasoducto Sur Peruano, que tiene importancia estratégica para dinamizar las economías de la macrorregión Sur y hacer llegar energía de menor costo a los hogares. La publicación de este trabajo ha sido posible gracias al apoyo de Pan para el Mundo.

Capítulo 1

LAS ESTRATEGIAS PARA DESARROLLAR EL GAS DE CAMISEA

Este capítulo ofrece una mirada resumida del proceso seguido para desarrollar la extracción del gas de Camisea. Abarca desde la firma de los contratos en 1981, que permitieron el descubrimiento de las reservas, hasta la suscripción de los que dieron lugar al inicio de su explotación comercial en 2004.

Se analizan brevemente los cambios en las políticas y la normativa, las negociaciones realizadas y los acuerdos logrados durante las dos décadas que abarcaron al segundo gobierno de Fernando Belaúnde, los dos de Alan García, los casi tres de Alberto Fujimori y la breve transición liderada por Valentín Paniagua. Asimismo se señalan las modificaciones más importantes que realizó el gobierno de Alejandro Toledo para facilitar la exportación del gas natural y las acciones emprendidas por el de Ollanta Humala al respecto.

Se pone de relieve el significado de las reservas halladas en relación con lo que era la industria del gas hasta ese momento. Finalmente, se presentan de manera sucinta el diseño del proyecto aprobado, las inversiones ejecutadas, así como el esquema de explotación y utilización que se tiene como resultado de aquellas.

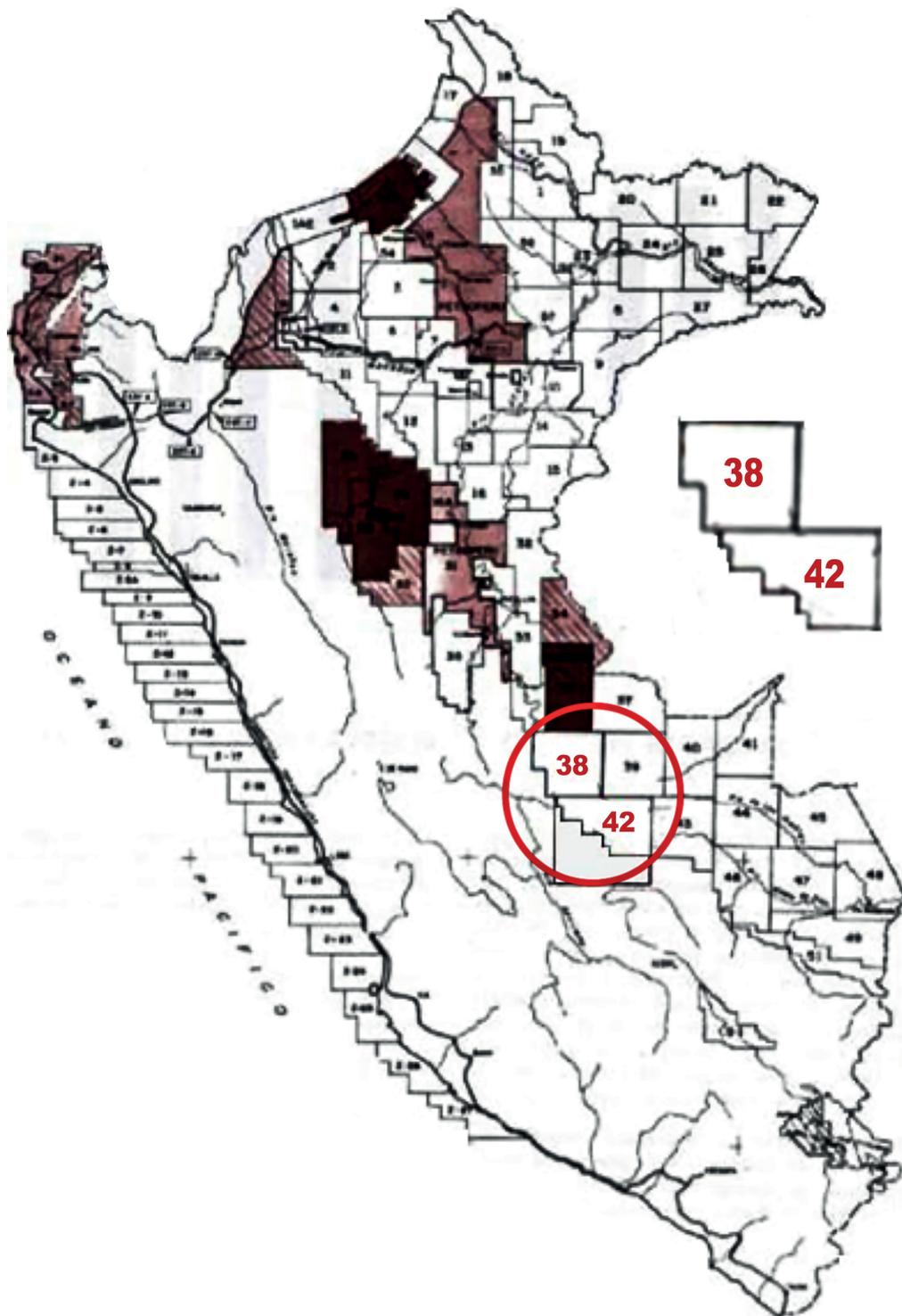
1.1 Antecedentes

Los contratos con la empresa Shell que dieron lugar al descubrimiento de las reservas de Camisea se firmaron en julio de 1981, por los lotes 38 y 42, durante el segundo gobierno de Fernando Belaúnde. Estos se situaban en el distrito de Echarate, en la provincia de La Convención, en el Cusco.¹

Los reservorios del recurso se ubican en la faja subandina de la cuenca sedimentaria del Ucayali, que tiene similitudes con cuencas de Bolivia y Argentina, donde se había encontrado gas natural. Posiblemente por ello, los contratos incluyeron la cláusula 5.10, que permitía que Shell y Petroperú negociaran un nuevo contrato si, en vez de hallar petróleo, descubrían gas natural no asociado en cantidades comerciales. Si Shell no mostraba interés, Petróleos del Perú (Petroperú) se hacía cargo de los

¹ En julio de 2016, el Congreso aprobó la ley 30481, que dividió el distrito de Echarate en dos, y creó, en la parte norte del territorio, el de Megantoni, donde quedaron situados los lotes productores de gas (véase el gráfico 4).

Gráfico 1. Ubicación de los lotes 38 y 42



Fuente: Petroperú, 1990, p. 21.

yacimientos y de los estudios realizados hasta ese momento, libre de todo pago o reembolso.

En 1987 se anunció el hallazgo de reservas recuperables de 10.8 billones de pies cúbicos de gas natural² y de 725 millones de barriles de líquidos de gas natural en los yacimientos de San Martín y Cashiriari, en el lote 42. Su equivalente en petróleo superaba los 2.500 millones de barriles (Petroperú, 1989). Si se quiere tener una idea de la magnitud del hallazgo, se debe recordar que, hasta 1988, la explotación de gas natural en el Perú se reducía a los yacimientos de Aguaytía, en el departamento de Ucayali, y a los de gas asociado al petróleo en el zócalo y la costa de Piura y Tumbes. De acuerdo con la información del Ministerio de Energía y Minas (MINEM) de 1987, el volumen total de reservas probadas de gas del país llegaba a 0,65 billones de pies cúbicos (Petroperú, 1988). En ambos casos, el gas natural se utilizaba principalmente en las zonas de explotación, como fuente de electricidad y combustible. El uso doméstico, comercial o industrial del gas natural era muy limitado.

Con el gas encontrado en el Cusco, las reservas probadas de gas natural se multiplicaron más de once veces y llegaron a los 6.5 billones de pies cúbicos. Las reservas probadas de líquidos de gas natural se multiplicaron casi veinte veces. Estas cifras ubicaron al país en otro nivel en cuanto al potencial y a la seguridad energética, así como a las posibilidades de desarrollarse a partir de este recurso, debido a sus diversos beneficios potenciales. Sus usos abarcan dos ámbitos:

(1) El de la energía, en el que, por ejemplo, servía para:

- Cambiar y diversificar la matriz energética del país hacia una fuente de energía más limpia. De hecho, el gas produce menos dióxido de carbono, con lo cual se reducen las emisiones de gases de efecto invernadero, y se genera menos contaminación porque no contiene azufre ni plomo.
- Disponer de una fuente de energía más económica y eficiente que el carbón, el diésel o el queroseno para producir electricidad en centrales térmicas o en el sector industrial, especialmente en las ramas intensivas en el uso de energía. Igualmente en el sector doméstico, como combustible más eficiente, barato y seguro que el gas licuado de petróleo (GLP) y, sobre todo, menos contaminante y perjudicial para la salud que la leña, la bosta y otras fuentes no comerciales. Por último, también en el sector vehicular, uno de los sectores que genera más contaminación y gases de efecto invernadero.
- Mejorar la balanza comercial de hidrocarburos del país, al proporcionar combustibles (gas seco y líquidos de gas natural) que permiten reducir su importación.

² Conviene recordar que la abreviación que más se emplea en las estadísticas sobre gas natural es TCF (por el inglés, “trillions cubic feet”) y que el trillón inglés equivale al billón en castellano, es decir, a la unidad seguida de doce ceros.

(2) El de las materias primas, en el que, por ejemplo, servía para:

- Aumentar el valor agregado del gas natural mediante su transformación en la petroquímica para producir desde insumos básicos hasta productos de consumo final, como fertilizantes nitrogenados, explosivos, solventes, plásticos y detergentes.
- Desarrollar la petroquímica del etano para dejar de exportarlo como materia prima o quemarlo en la generación de electricidad y, más bien, transformarlo sucesivamente para obtener productos de alto valor, exportables y útiles también para el desarrollo de la producción nacional.

Este es el potencial que ofrece el gas. Más adelante, y en los siguientes capítulos, se verá en qué medida las estrategias seguidas por los diferentes gobiernos permitieron o no obtener el mayor beneficio de las reservas de gas natural para el desarrollo país.

1.2 El acuerdo de bases y el fracaso de la negociación de Alan García

Cuando el descubrimiento de gas natural en el lote 42 de Camisea se oficializó en enero de 1987, le correspondió al gobierno de Alan García negociar con Shell los nuevos términos para explotar el gas. La noticia de los hallazgos suscitó un intenso debate nacional sobre el uso que se daría al gas, los beneficios que generaría para el país y las condiciones que se darían para la explotación del recurso. Las distintas iniciativas que se presentaron para que el gas contribuyera al desarrollo descentralizado del país, en especial del Cusco y las regiones del Sur, no lograron receptividad en el gobierno. Más bien, este orientó el esfuerzo del Estado a crear las condiciones legales e institucionales para concretar el proyecto propuesto por la empresa y mostrar que era el único viable.

El Acuerdo de Bases que firmaron el gobierno de Alan García y Shell en marzo de 1988 optó por la propuesta de transportar el gas natural y los condensados hasta Lima. Una vez en la costa, los líquidos se tratarían en una planta de fraccionamiento para producir GLP, destinado al mercado nacional e internacional, y gasolina para la exportación. El gas seco se usaría para la generación de electricidad y como combustible entre las principales empresas industriales de Lima y Callao.

Una de las cláusulas del mencionado convenio señalaba que, si una década después se justificaran proyectos de fertilizantes, reducción de mineral de hierro o generación eléctrica fuera de la capital, se pensaría en construir gasoductos secundarios, pero primero en la costa y solo después hacia la sierra y la selva. La justificación para no considerar viable el desarrollo de proyectos para el Sur Peruano fue la imposibilidad de crear en el corto plazo un mercado suficiente para el gas que garantizara el retorno de la inversión y los costos de las empresas, objetivo que supuestamente sí se podía lograr en Lima.

Sin embargo, el convenio incluía mecanismos para reducir el riesgo de los inversionistas en la producción y el transporte del gas, así como para garantizar sus ingresos, debido a que el mercado inicial para este recurso —que sería Lima y Callao— tampoco era suficiente para asegurarles la rentabilidad de las operaciones. Se emplearon las cláusulas “pague lo contratado” (por el inglés “take or pay”), que establecen la obligación de pagar siempre por el gas que el productor y el transportista ponen a disposición del consumidor, inclusive si no se usase. El principal contrato de este tipo se iba a firmar con la empresa estatal Electroperú para la generación de electricidad.

Si este tipo de medidas se consideraron necesarias para Lima y Callao, con su grado de concentración poblacional y económica, con mucha mayor razón se podrían haber empleado para desarrollar mercados incipientes como los del Sur Andino, incluso de manera complementaria al proyecto principal.

La firma del Acuerdo de Bases estuvo precedida de modificaciones a la legislación de hidrocarburos para incorporar las condiciones planteadas por la empresa. Estas se reflejaron en la ley 24782, de diciembre de 1987. Algunos cambios importantes en ese momento fueron los siguientes:

- Se extendió la fase de explotación de los contratos de gas de treinta a cuarenta años y se incrementó el periodo de exploración de seis a siete.
- Se ampliaron las áreas que podía explorar cada contratista por vez.
- Se estableció depreciación lineal y acelerada.
- Se eliminó el plazo máximo de quince años para que los oleoductos o gasoductos pasaran a propiedad de Petroperú, sin costo. En adelante, el plazo se acordaría en cada contrato.
- Se incluyeron los gastos financieros en la tarifa de oleoductos y gasoductos que se cobraría a Petroperú y se eliminó el tope del 6% de rentabilidad que establecía la ley. La utilidad se fijaría en cada contrato.³
- Dado que existía el control de cambios, se incluyó también la garantía de libre disponibilidad de divisas para remesar utilidades, depreciaciones, pago de servicios y préstamos al exterior.

Estas modificaciones legislativas y la aprobación del proyecto diseñado por Shell no fueron suficientes para convencer a la empresa de firmar el contrato y, en octubre de 1988, el gobierno de García dio por terminadas las negociaciones sin llegar a un acuerdo. Si bien el argumento que se empleó para explicar la decisión de la empresa fue la oposición social y política al proyecto planteado en el convenio, lo cierto es que influyeron otros factores. Uno de ellos fue el elevado financiamiento que debía

³ Cuando Petroperú era la empresa dueña y operadora del Oleoducto Norperuano, la ley impedía cargar los gastos financieros en la tarifa y exceder el 6% de utilidad. La norma se cambió cuando se negociaba que la inversión y la operación del gasoducto y el poliducto de Camisea a Lima estarían a cargo del sector privado, y Petroperú pagaría por el transporte del gas y los condensados.

aportar el Estado peruano a través de las empresas Petroperú y Electroperú para hacer realidad el proyecto, condición que era muy difícil de lograr en el contexto de crisis en que se encontraba el país. Sin duda, la hiperinflación, la estatización de la banca y la pérdida general del control de la economía, junto con la ampliación de la presencia territorial de Sendero Luminoso y el Movimiento Revolucionario Túpac Amaru (MRTA), fueron aspectos que jugaron en contra del desarrollo del proyecto.

El final de la negociación significó que los estudios realizados y los lotes explorados quedaron en manos de Petroperú, sin que el Estado peruano tuviera que desembolsar un centavo por ellos. Se trataba de una oportunidad excepcional para diseñar una estrategia nacional para la explotación y masificación del gas en función de nuestros intereses y objetivos de desarrollo. Se estaba en condiciones de convocar a la inversión privada desde una posición más ventajosa y con participación del Estado en la propiedad de los yacimientos.

Entre 1988 y 1989, Petroperú presentó un proyecto integral de desarrollo del gas de Camisea. Este planteaba que el traslado del gas y de los líquidos a la costa y al Cusco a través de gasoductos y poliductos era la opción más conveniente para su explotación y la que mayores beneficios ofrecía al país. Se calculó, para este, una inversión de 1.500 millones de dólares (Petroperú, 1990; Santillana & Salinas, s. a.).

En la etapa inicial, el diseño planteaba que se usaría el gas seco como combustible para generar electricidad y para sustituir el petróleo residual en industrias del centro y sureste del país. En vez de construir la planta de fraccionamiento para separar los líquidos y exportar parte de estos, se proponía hacer mejoras en la refinería La Pampilla para que se pudieran mezclar con el petróleo pesado que llegaba de la selva norte y optimizar, así, el procesamiento de los hidrocarburos producidos en el país. En una fase más avanzada, el proyecto incluía la instalación de gasoductos sobre la Costa Norte y el Sur Medio, y la utilización del gas seco en petroquímica, siderurgia y producción de fertilizantes.

El gobierno de García nombró una comisión de alto nivel encargada de elaborar las bases de la licitación internacional para explotar los recursos de los lotes 38 y 42. Esta delegación hizo suyos los lineamientos elaborados por Petroperú, consideró técnica y económicamente viable la propuesta, y recomendó invitar a las compañías petroleras de la región a constituir una empresa latinoamericana de gas para explotar Camisea. Sin embargo, el contexto de crisis económica y violencia interna impidieron al gobierno conseguir inversiones para un proyecto de tan grande magnitud.

1.3 La negociación en el marco de un nuevo orden económico

1.3.1 El fracaso del contrato del siglo

El proyecto elaborado por Petroperú no fue considerado por el gobierno de Alberto Fujimori. Este había implementado, entre otras medidas, la privatización de las

empresas públicas, con el objetivo de liberalizar la economía y reducir el rol del Estado en esta. Por tanto, no estaba contemplado que Petroperú fuera parte del desarrollo de Camisea, porque se había decidido que todos los procesos relacionados con estos yacimientos quedaran exclusivamente en manos del sector privado y se caminaba hacia la privatización de la empresa.

En este contexto, se optó por crear un marco legal sumamente favorable a la inversión internacional: se igualaron los derechos de las empresas extranjeras con los de las nacionales; se les otorgaron a todas, en general, convenios de estabilidad económica y cambiaria; y se permitió que sometieran sus discrepancias con el Estado peruano al arbitraje internacional, entre otros (decreto legislativo 662, Ley de Promoción de las Inversiones Extranjeras, de septiembre de 1991).

La nueva perspectiva para el sector se reflejó en la ley 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, promulgada en 1992, cuya modificación más importante fue el otorgamiento a los contratistas de la propiedad de todos los hidrocarburos extraídos y su libre disposición, a cambio del pago de una regalía al Estado. Hasta ese momento, la propiedad de los recursos extraídos era de Petroperú, que pagaba a las empresas una tarifa por sus servicios o lo hacía con parte del crudo recibido.

En 1993, este y otros cambios se consolidaron en la nueva Constitución, y se incluyó la figura de los “contratos ley”, que el Estado no podía modificar o anular salvo que existiera acuerdo entre las partes. Más aún, el capítulo referido a los recursos naturales dispuso que la concesión otorgaba un derecho real a su titular. El efecto de estas dos disposiciones combinadas es un Estado atado de manos, que no puede actuar frente a cambios drásticos en el contexto o para corregir las malas decisiones de los gobiernos. En la práctica, estas se tornan prácticamente irreversibles hasta que concluyan las concesiones o contratos.

Con esta normativa, el gobierno de Fujimori retomó el proyecto de Camisea en marzo de 1994 y firmó un acuerdo con Shell para que realizara un estudio de factibilidad del lote 88. Perupetro formó este nuevo lote con las estructuras San Martín y Cashiriari, que eran la mejor parte del que originalmente fuera el lote 42, en el que Shell encontró las reservas de gas.

En 1995, la empresa entregó un estudio de factibilidad, en el que mantenía la propuesta de trasladar el gas a la Costa y a Lima. En mayo de 1996, se firmó el contrato de licencia con el consorcio Shell-Mobil para explotar los yacimientos, y el gobierno lo dio a conocer como “el contrato del siglo”. El acuerdo implicaba una primera etapa de dos años para desarrollar un programa mínimo de trabajo en los campos y un estudio de factibilidad del mercado de gas en Lima, luego de lo cual el consorcio podía continuar o resolver el contrato. Si pasaba a la segunda etapa, tenía cuatro años y medio para construir la infraestructura y, luego, cuarenta años para explotar los yacimientos.

Concluida la primera etapa, en julio de 1998, el consorcio Shell-Mobil comunicó la decisión de no continuar. Ello se debió a que no se habían aceptado sus condiciones, entre las cuales se pueden enumerar la exportación de gas a Brasil, el incremento del precio del gas natural y la integración vertical a través de su participación en las fases de transporte y distribución.⁴

Una vez más, los campos trabajados y las inversiones realizadas por Shell-Mobil en el lote 88, así como el estudio de factibilidad, con un valor aproximado de quinientos millones de dólares, pasaron, sin costo alguno, a propiedad del Estado. Este denominado “regalo de Dios” era una gran oportunidad para replantear el diseño del proyecto e incluir, en sus beneficios, a las regiones productoras del gas. El cambio de orientación hubiera implicado la participación del Estado como socio estratégico, a través de Petroperú, así como regresar a la integración vertical de la empresa estatal con la explotación, el transporte, la distribución y la comercialización del gas.

1.3.2 El mercado interno y la garantía de red principal

El gobierno ni siquiera contempló esta posibilidad estratégica para el desarrollo del país. La apuesta ciega por seguir los criterios del mercado en un sector estratégico como la energía, la terca insistencia en la desintegración vertical de la cadena de explotación y el rechazo a la participación de Petroperú como asociada —que ya se había fragmentado y privatizado por partes— estuvieron en la base de esta oportunidad perdida.

Antes de licitar por tercera vez el mismo esquema de desarrollo para Camisea, en junio de 1999, se aprobó la ley 27133, Ley para el Desarrollo de la Industria de Gas Natural, que definió dos aspectos importantes:

- (1) En primer lugar, se dio prioridad al abastecimiento del mercado interno con gas. El contratista que explotara lotes con reservas probadas —como el 88— podía exportar el gas producido, pero tenía la obligación de garantizar antes el abastecimiento nacional para un “horizonte permanente de veinte años”. En otras palabras, cada año debían revisarse las cifras oficiales de reservas probadas y los pronósticos de la demanda nacional de gas natural para las próximas dos décadas. Esta previsión significaba que solo los excedentes podían exportarse y que, si se quería exportar más, tenían que hallarse nuevas reservas.
- (2) En segundo lugar, se creó la garantía por red principal (GRP) a partir de la consideración de que, al inicio, la demanda de gas podía ser muy pequeña.

⁴ La integración vertical es una característica de la organización de las empresas del sector hidrocarburos para tener presencia en las distintas fases de la cadena del negocio, desde la exploración y la extracción en los campos productores hasta la refinación y la comercialización. Este tipo de diseño organizacional les permite obtener la mayor rentabilidad posible, al apropiarse de los altos márgenes que se generan en las diferentes fases en determinadas coyunturas, y compensar la menor tasa de ganancia en otras. Por ejemplo, altos precios del petróleo crudo y bajos precios de los productos refinados, o viceversa. Además, pueden reaccionar con más rapidez y eficiencia frente a los cambios en el entorno.

Mediante la GRP, el Estado garantizaba, a las empresas que construyeran y operaran el sistema de transporte y distribución del gas de Camisea, ingresos anuales suficientes para recuperar el costo del servicio (inversión y costos de operación y mantenimiento) y obtener una rentabilidad adecuada. La GRP era equivalente a la diferencia entre el flujo transportado —que dependía de la demanda real— y la capacidad de uso mínima del gasoducto que se había garantizado.

Los ingresos se recaudarían a través de un cargo en las tarifas de consumo de todos los usuarios de electricidad del país desde la entrada en operación comercial del gasoducto hasta que se desarrollara una demanda suficiente de gas. La garantía se reduciría progresivamente hasta que el consumo alcanzara la capacidad comprometida.

Por tratarse de un lote con reservas probadas, se establecieron tarifas máximas para el gas natural extraído del lote 88, mientras que los líquidos, que serían destinados principalmente a la exportación y constituían la base económica del proyecto, se comercializarían a precios de mercado. Para la generación de electricidad se aprobó una tarifa más baja que la de los usuarios industriales o comerciales, y una legislación que suspendió temporalmente las concesiones para construir y operar centrales hidroeléctricas. Ambas medidas tuvieron la finalidad de promover el consumo de gas en el sector eléctrico.

1.3.3 La firma de los contratos

El gobierno persistió en la desintegración vertical y, en junio de 1999, convocó al concurso para desarrollar el proyecto de Camisea con dos segmentos diferenciados: (1) la explotación de las reservas del lote 88 y (2) el transporte del gas y los condensados desde la selva del Cusco hasta la Costa, y la posterior distribución del primero en Lima y Callao.

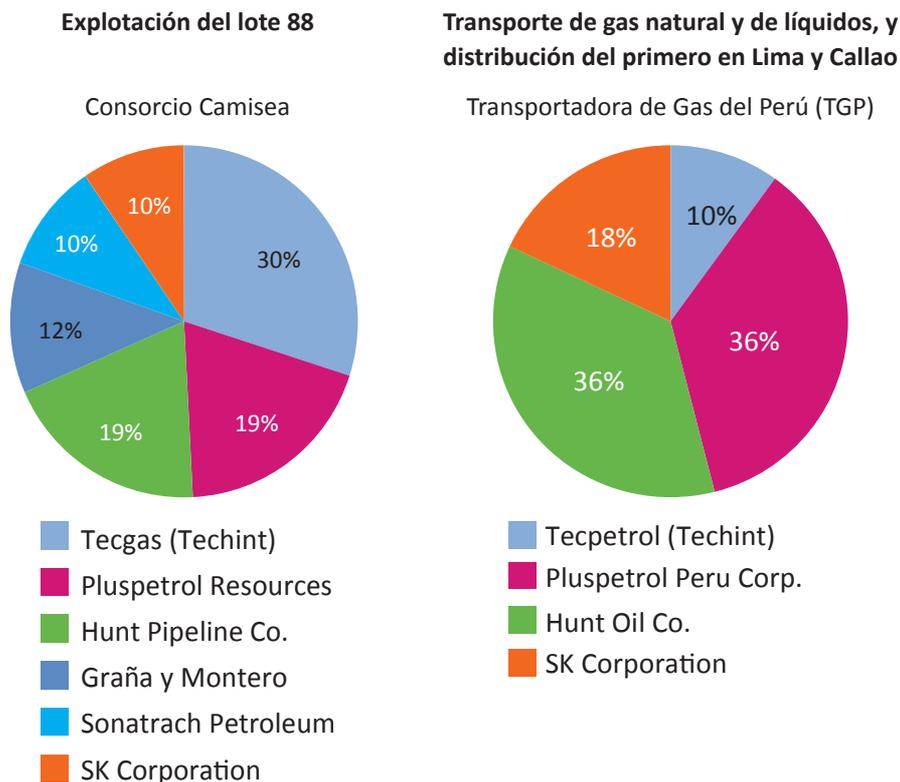
En febrero de 2000, se otorgó la buena pro para el desarrollo de los campos al Consorcio Camisea, que ofreció la regalía más alta sobre sus ingresos brutos (37,2%). El transporte y la distribución del gas se adjudicaron por 33 años (ampliables a 60) a la empresa Transportadora de Gas del Perú (TGP), que ofreció una inversión de 1300 millones de dólares para la fase de transporte.

A pesar del discurso contra la integración vertical, las etapas de transporte y distribución se juntaron en un mismo concurso, con el compromiso de separarlas dos años después. Por tanto, ambas se adjudicaron al mismo consorcio.⁵ Además, las bases permitieron que las mismas compañías se presentaran en los distintos segmentos, cosa que efectivamente hicieron. Así, el accionariado resultó tan cruzado que dejó

⁵ En mayo de 2002, TGP transfirió la concesión de la distribución a Suez-Tractebel, que formó la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A., Cálida, hoy subsidiaria del Grupo Energía Bogotá S. A. y Promigas S. A.

fuera de lugar la tesis de la desintegración vertical como una forma de mejorar la transparencia y de generar un servicio más competitivo.

Gráfico 2. Participación accionarial de las empresas ganadoras de los concursos al momento de firmar los contratos



Elaboración propia con información de los contratos firmados en diciembre de 2000.

Para las fases del transporte y la distribución se optó por contratos de concesión denominados BOOT (por el inglés, “build, own, operate and transfer”, que puede traducirse como ‘construir, poseer, operar y transferir’). La principal diferencia con una concesión es que el contrato BOOT le da a la empresa la propiedad de la infraestructura que financia, construye y opera durante el plazo de la concesión. Cuando culmina la concesión, la empresa transfiere la propiedad al Estado. En contraste, la titularidad del bien siempre es del Estado en el contrato de concesión.

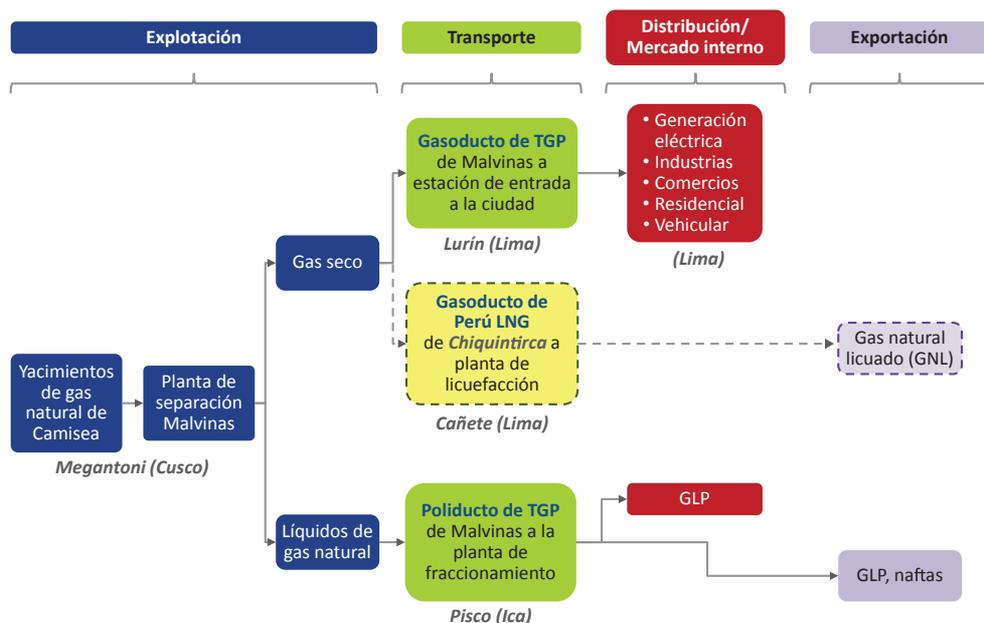
Debido al descalabro del régimen de Fujimori, la suscripción de los contratos adjudicados meses antes quedó pendiente. Por eso, el breve gobierno de Valentín

Paniagua aprobó y firmó el contrato de licencia para la explotación del lote 88 con el Consorcio Camisea en diciembre de 2000, además de otros tres con TGP:

- (1) el de transporte de gas natural por el gasoducto Camisea-Lurín;
- (2) el de transporte de líquidos de gas natural por el poliducto Camisea-Pisco; y, finalmente,
- (3) el de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Lima y el Callao.

Representantes del Cusco hicieron un último esfuerzo e invocaron al presidente, también cusqueño, a que no suscribiera contratos que dejaban de lado al Sur Peruano en el proyecto para desarrollar el gas, pero no tuvieron éxito. El esquema de explotación, transporte y distribución del gas que resultó de los contratos firmados se muestra en el gráfico 3.⁶

Gráfico 3. Esquema de desarrollo del gas de Camisea



N. B. Las líneas punteadas sirven para incluir el esquema con la exportación del gas que se explica en el punto 1.4.

⁶ El detalle de la infraestructura se presenta en el anexo 1.

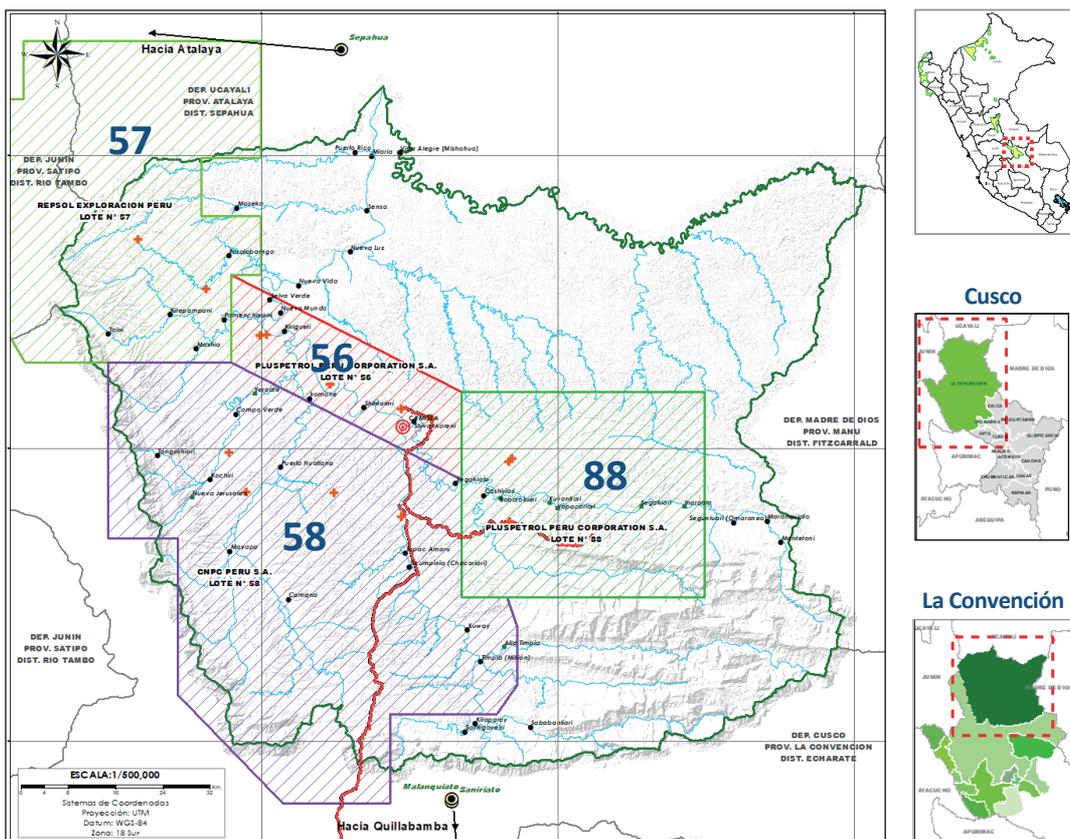
1.3.4 Nuevos lotes en concesión

Durante el gobierno de Alejandro Toledo se firmaron tres nuevos contratos de licencia en la zona de Camisea:

- (1) el primero con el consorcio liderado por Pluspetrol por el lote 56;
- (2) el segundo con Repsol y la Corporación Nacional de Petróleo de China (CNPC) por el lote 57; y, finalmente,
- (3) el tercero con Petrobras por el lote 58 (esta última cedió luego sus derechos a CNPC).

Los accionistas de las empresas titulares de los cuatro contratos de licencia se muestran en el anexo 2.

Gráfico 4. Ubicación de los lotes 56, 57, 58 y 88 en el distrito de Megantoni, Cusco



Fuente: Municipalidad Distrital de Megantoni, 2018.

1.4 El entusiasmo por exportar el gas de Camisea

1.4.1 Las movidas del gobierno de Toledo

En agosto de 2004, Perupetro adjudicó el lote 56 al consorcio liderado por Pluspetrol para dedicar la producción de gas natural a la exportación. La cláusula preliminar del contrato de licencia dejó explícito el supuesto interés nacional por implementar proyectos de explotación de gas natural que permitieran su exportación. Ningún otro contrato de los lotes de Camisea contiene una declaración de esa naturaleza.

Se debe señalar que Shell había descubierto gas en el lote 56 en dos momentos distintos, cuando el área formaba parte de otros lotes. La primera vez fue en la década de 1980, en la estructura Mipaya, que pertenecía al lote 38 y que la empresa exploró junto con el 42, en el que hizo los grandes descubrimientos. Como se ha explicado, Shell devolvió ambos lotes al Estado en 1988 porque no llegaron a un acuerdo para desarrollar las reservas.

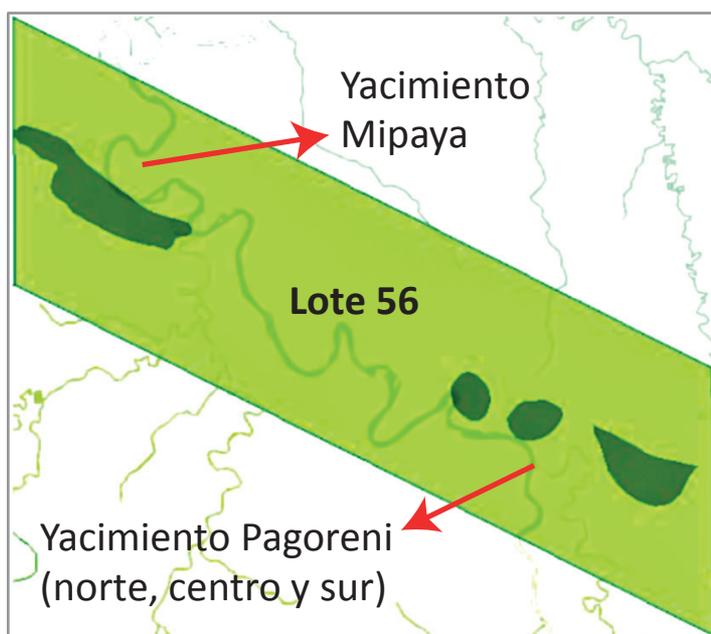
La segunda vez encontró gas en la estructura Pagoreni, en la segunda mitad de la década de 1990, en el marco del contrato de exploración que suscribió con Perupetro en 1997 por el lote 75, que incluía parte del exlote 38. A pesar de su hallazgo, en el 2001 lo devolvió, pues ya se había firmado el contrato por el lote 88 con el Consorcio Camisea y se le había otorgado el uso exclusivo del gasoducto a la costa durante diez años, razón por la cual Shell hubiera tenido que construir otro para transportar el gas.

Como se puede notar, se entregaron para la exportación áreas que habían sido ampliamente exploradas, en las cuales se había encontrado gas natural y líquidos de gas natural. Además, se contaba con los estudios realizados que pasaron sin ningún costo a Petroperú y Perupetro. Este escenario planteaba la posibilidad de obtener condiciones muy favorables para el Estado en una licitación internacional, pues era inversión segura, respaldada en información acumulada durante varios años.

No obstante, las decisiones fueron en otro sentido, y el lote 56 se entregó de manera directa al Consorcio Camisea, sin concurso, mediante un contrato de explotación, ya no de exploración y explotación. De esta manera, el grupo de empresas así constituido no adquirió ninguna obligación de efectuar inversiones de riesgo en la búsqueda de nuevos campos gasíferos. Solo tenía que invertir en la extracción de las reservas probadas, ya que el lote 56 se creó de manera acotada a los yacimientos con reservas probadas de Mipaya y Pagoreni, con solo 58.500 hectáreas.⁷

⁷ A modo de referencia, el lote 42, donde Shell descubrió las reservas de Camisea, tenía una extensión de un millón de hectáreas.

Gráfico 5. Lote 56 y sus dos yacimientos



Fuente: Perupetro.

Podría pensarse que el conjunto de las normas aprobadas por el gobierno de Fujimori debieron ser suficientes para negociar los nuevos acuerdos. Sin embargo, el gobierno de Toledo hizo más cambios a la legislación, varios de ellos avalados por la mayoría del Congreso, sin ninguna justificación. El más importante fue la flexibilización de las reglas de abastecimiento del mercado interno con gas natural para facilitar su exportación.

En septiembre de 2003 se dictó el decreto supremo 031-2003-EM, que estableció que la producción de los contratistas ya no tendría que asegurar el abastecimiento del mercado interno por un horizonte “permanente” de veinte años antes de poder exportarse, sino solo por el periodo proyectado en el Plan Referencial de Hidrocarburos, vigente al momento de firmar el contrato. Si la demanda real aumentaba en los siguientes años o si se paralizaban proyectos por falta de reservas, estas circunstancias ya no serían problema de las empresas. En buena cuenta, sería muy difícil hacer algún cambio, pues en el marco de los contratos-ley garantizados por la Constitución, el contrato de licencia estaba blindado.

Posteriormente, la ley 28552, de junio de 2005, suprimió la obligación de definir en los contratos el período mínimo durante el cual los contratistas debían garantizar el abastecimiento de gas natural al mercado nacional. Adicionalmente, en 2004, se aprobó legislación que dio todas las facilidades a las empresas que invirtieran

en plantas de procesamiento de gas natural.⁸ Bajo este concepto se incluyeron, entre otras, la licuefacción de gas natural,⁹ así como la construcción de ductos y de instalaciones portuarias y marítimas para el embarque de los productos obtenidos, precisamente el tipo de inversiones que realizaría poco después la empresa Perú LNG.

La norma estableció que los convenios con este fin tendrían una extensión de cuarenta años y adquirirían el carácter de contratos-ley. Las compañías podían disponer libremente y exportar exoneradas de tributos los productos obtenidos en las plantas. Además, el Estado les concedía los regímenes más beneficiosos contenidos en las normas de promoción de la inversión privada para el sector hidrocarburos en relación con el impuesto a la renta, la estabilidad tributaria y cambiaria, los derechos de importación y la depreciación, entre otros.

Con las nuevas medidas aprobadas, en enero de 2006 se firmó el convenio entre el MINEM y Perú LNG —empresa liderada por Hunt Oil e integrada también por Repsol, SK Innovation y Marubeni— a fin de construir y operar la planta de licuefacción para procesar el gas seco y exportarlo libremente en la forma de gas natural licuado por un plazo de cuarenta años. El contrato incluyó la posibilidad de construir un ducto principal que complementara las operaciones, que de hecho se construyó, al igual que la infraestructura marítima para permitir los embarques de GNL. La inversión comprometida fue de 3800 millones de dólares. Las instalaciones entraron en operación en junio de 2010, momento en el que se inició la exportación de gas.

Para hacer posible la exportación del GNL se firmaron tres acuerdos adicionales en los que no intervinieron ni Perupetro ni el MINEM, pues se realizaron entre empresas privadas, a pesar de que en estos convenios se disponía de parte de las reservas de gas natural de Camisea por casi dos décadas. En total, el esquema de exportación se compone de cinco contratos, como muestra el cuadro 1.

⁸ Ley 28176, Ley de Promoción de Plantas de Procesamiento de Gas Natural, de febrero de 2004, y su reglamento, el decreto supremo 031-2004-EM, de agosto de 2004.

⁹ Este proceso permite obtener gas natural licuado (GNL), es decir, gas seco enfriado a muy bajas temperaturas (-163 °C), hasta que se vuelve líquido. En ese estado, ocupa unas 600 veces menos espacio que en su estado gaseoso, y eso permite almacenarlo y transportarlo en cisternas especiales hasta los mercados de destino, en los que se regasifica para su consumo final.

Cuadro 1. Relación de contratos firmados para exportar el gas de Camisea

Tipo de contrato	Partes	Fecha	Objeto
Contrato de licencia	Perupetro y Consorcio Camisea	Julio 2004	Explotar y exportar el gas del lote 56.
Convenio con rango de contrato-ley	MINEM y Perú LNG	Enero 2006	Instalar planta de licuefacción, gasoducto y puerto de embarque. Garantía de libre disponibilidad del GNL producido para exportación por cuarenta años.
Contrato privado de venta	Perú LNG y Repsol (hoy Shell)	Junio 2005	Venta de GNL a Repsol (bajo mecanismo <i>take or pay</i>) para que lo transporte y comercialice en el exterior, y elija el destino donde venderá el GNL.
Contrato privado de suministro de gas	Perú LNG y Consorcio Camisea	Febrero 2006	Suministro de 620 millones de pies cúbicos diarios de gas natural durante dieciocho años bajo la modalidad <i>take or pay</i> .
Contrato privado de venta	Repsol (hoy Shell) y Comisión Federal de Electricidad de México (CFE)	Septiembre 2007	Suministro de 420 millones de pies cúbicos diarios de gas durante dieciocho años, a partir de 2011, a un precio equivalente al 91% del índice Henry Hub.

El cumplimiento del contrato de venta entre el Consorcio Camisea y Perú LNG, bajo la modalidad “pague lo contratado” (del inglés “take or pay”), requería 4.1 billones de pies cúbicos de gas natural a lo largo de los dieciocho años, cantidad que excedía el volumen de reservas probadas del lote 56. Para 2007, estas ascendían a 2.9 billones de pies cúbicos (MINEM, 2008).

Por esta razón, en diciembre de 2005, el gobierno de Toledo aprobó el decreto supremo 050-2005-EM y autorizó a Perupetro a negociar una modificación en el contrato del lote 88 para permitir la exportación de 2.5 billones de pies cúbicos de sus reservas de gas cuando fuera necesario. Como es fácil suponer, en menos de un mes estaba el contrato modificado y aprobado (decreto supremo 003-2006-EM, de enero de 2006), ya que el mismo grupo de empresas consorciadas opera ambos lotes. De este modo, el gobierno cambió arbitrariamente las normas para que parte del gas que provino del “regalo de Dios” terminase exportándose.

1.4.2 Contradicciones del gobierno de García frente a la exportación del gas

Si bien el marco legal y las negociaciones para exportar el gas del lote 56 se realizaron durante el gobierno de Toledo, las operaciones se iniciaron en el gobierno de Alan García, quien inauguró la planta de Pampa Melchorita en junio de 2010 y destacó el monto que ingresaría al país por impuestos y regalías producto de estas operaciones.

Durante un tiempo, el mandatario defendió el contrato y rechazó las críticas y advertencias del perjuicio que traería la exportación del gas en condiciones en las que se ponía en peligro el abastecimiento del mercado interno. Su principal argumento era que había gas suficiente para la exportación: “Las obligaciones del contrato de exportación a México, firmado por el anterior gobierno, solo equivalen a cuatro billones de pies cúbicos a lo largo de los próximos dieciocho años [...] y tenemos quince billones de pies cúbicos recuperables” (Mandatario: Hay gas suficiente para abastecer mercado interno y exportación, 2010).

A pesar del optimismo, poco después, en agosto de 2010, el gobierno de García derogó el decreto supremo 050-2005-EM y dispuso que Perupetro propusiera al contratista modificar el contrato del lote 88 a fin de destinarlo únicamente al mercado interno (decreto supremo 053-2010, de agosto de 2010). Sin embargo, tal como ocurrió muchas veces, se hizo el gesto, pero no se promovieron las negociaciones y la operación de exportación siguió en marcha.

1.4.3 Recuperación del gas del lote 88 y continuidad de las exportaciones

Durante el gobierno de Ollanta Humala continuó la exportación del íntegro de la producción del lote 56, pero se promovió la recuperación de las reservas del lote 88 para el mercado interno. Este era un requisito para hacer viables tres anuncios del mensaje presidencial de inauguración de su mandato, en julio de 2011: (1) el Gasoducto Surandino, (2) la masificación del gas y (3) el abastecimiento de las industrias. Por tanto, se comenzó a impulsar la negociación con los contratistas.

En marzo de 2012, el Consorcio Camisea y Perú LNG comunicaron al MINEM que habían acordado dar por terminado el compromiso de reservar una parte del gas del lote 88 para la exportación y que usarían un volumen equivalente de gas de otros lotes para el mismo fin. Esta medida permitiría destinar toda la producción del 88 al mercado interno. En este sentido, se autorizó, de inmediato, a Perupetro a que modificase el contrato de licencia de este lote y estableciese que el gas producido en el lote 88 sería exclusivamente para abastecer la demanda del mercado nacional (decreto supremo 008-2012-EM, del 4 de abril de 2012). La adenda se firmó en agosto de 2014.

El descubrimiento de Repsol de reservas de gas en el lote 57 favoreció la disposición del consorcio de Pluspetrol Lote 56 a modificar el contrato, pues los nuevos hallazgos

le permitían sustituir la provisión del lote 88 por una similar en el lote 57 para cumplir con el compromiso de exportación a México y con el contrato con Perú LNG. Evidentemente, si las empresas no hubieran tenido el acuerdo de negociar, Perupetro no hubiera podido modificar nada, ya que contaban con el respaldo de los contratos-ley, que bloqueaban la capacidad del Estado de tomar decisiones sobre un recurso estratégico como el gas. Las características de esta negociación evidencian las limitaciones que tiene el país para ejercer soberanía sobre sus recursos.

Durante la campaña para las elecciones presidenciales de 2016 entró en agenda la urgencia de modificar los términos de la exportación del gas. Se plantearon tres razones:

- (1) los bajos precios a los que se había vendido en el exterior (véase mayor detalle en el capítulo 2), con la consiguiente reducida captación de ingresos para el Estado;
- (2) las irregularidades identificadas por la Contraloría General de la República en el contrato del lote 56, que iban en contra de los intereses del Estado, razón por la cual debía revisarse (CGR, 2008),¹⁰ y, finalmente,
- (3) la disminución de las reservas para generar energía en otros países, cuando se pensaba que podían tener un uso más rentable localmente, como en la petroquímica.

De acuerdo con Osinergmin (2014), hubo por lo menos cuatro proyectos para instalar plantas petroquímicas en el sur del país que debieron suspenderse porque no podían contar con suministro de gas natural. En conjunto, los cuatro proyectos sumaban un poco más de 7000 millones de dólares de inversión, tal como se detalla en el cuadro 2.

Cuadro 2. Proyectos de petroquímica ofertados al país

Empresa	Tipo de proyecto	Ubicación	Inversión en millones de dólares
CF Industries	Plantas de amoniaco y urea	Marcona	2000
Nitratos del Perú	Plantas de amoniaco, ácido nítrico y nitrato de amonio	Pisco	850
Braskem-Odebrecht	Planta de etileno y polietileno	Ilo	4000
Orica Nitrato	Planta de nitrado de amonio	Ilo	500

Fuente: Osinergmin, 2014.

¹⁰ El informe que hizo la Contraloría General de la República incluyó entre los responsables a los exministros de Energía y Minas, y de Economía y Finanzas, Jaime Quijandría y Pedro Pablo Kuczynski, respectivamente, por haber refrendado el decreto supremo que aprobó el contrato. El caso está pendiente de investigación por la Fiscalía.

El candidato Pedro Pablo Kuczynski ofreció revisar la política de exportación del gas, pero una vez en el gobierno dejó el tema de lado y ni el Congreso ni el gobierno de Martín Vizcarra han hecho nada sobre el asunto. De hecho, los embarques de gas siguen saliendo del país.

1.5 A modo de conclusión

La revisión de las estrategias y medidas tomadas para desarrollar las reservas del gas natural de Camisea muestra que se ha construido un modelo de gestión en el que resaltan los siguientes elementos:

- (1) Se ha diseñado una normativa, refrendada constitucionalmente, y términos de contratación que dejan en manos del sector privado las decisiones sobre la utilización del gas. De esta manera, prevalece el interés privado al evaluar la viabilidad y rentabilidad de los proyectos.
- (2) Los ajustes finales que se realizaron al modelo de uso del gas de Camisea han consolidado la exportación como una prioridad del uso de las reservas.
- (3) El marco legal construido deja al Estado sin capacidad para actuar: no decide sobre el uso prioritario del recurso, ni puede modificar acuerdos que podrían resultar inconvenientes para el país.
- (4) Puede afirmarse que la modificación más importante que se hizo a la legislación es haber entregado la propiedad de los hidrocarburos extraídos a los contratistas y su libre disposición. Esta decisión deja al Estado sin ninguna capacidad para definir el uso prioritario de recursos que pertenecen a la nación, como el gas natural o el petróleo.
- (5) El papel del Estado aparece más débil por la ausencia de un sistema de planeamiento y de una visión estratégica del país, que se exprese en planes (nacionales, sectoriales y territoriales) que guíen las políticas y ordenen las prioridades de inversión.
- (6) El proyecto Camisea tiene una orientación centralista, ya que esta resulta más adecuada a los intereses empresariales. Esta característica limita las posibilidades de que el gas tenga un rol más gravitante en impulsar el cambio económico y social que requieren los diversos territorios del país, en particular el Sur Andino.

CAPÍTULO 2

EL USO DEL GAS NATURAL DE CAMISEA

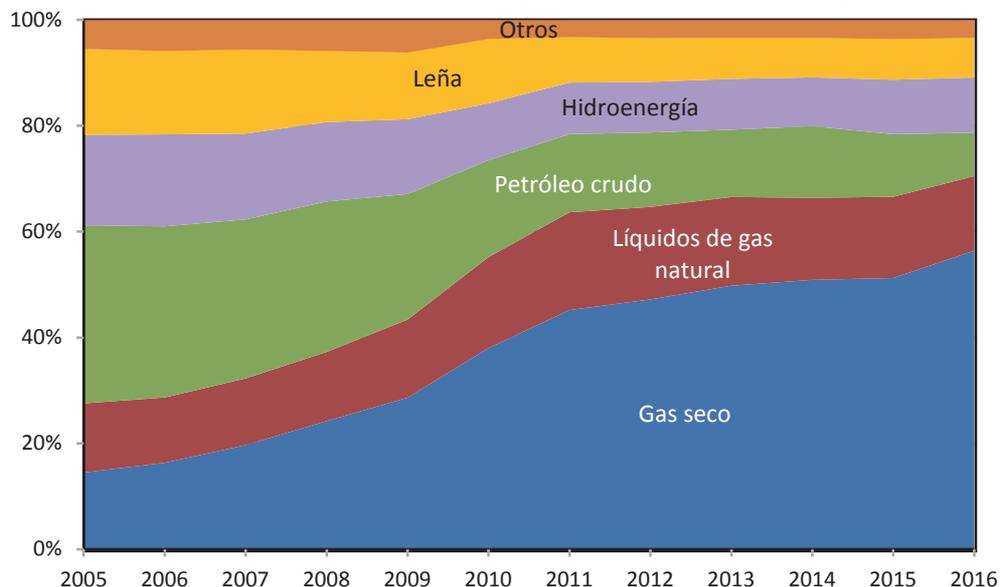
El capítulo anterior señaló la importancia de los hallazgos de gas natural en Camisea. Se centró en su potencial para transformar la matriz energética del país y ofrecer la posibilidad de una fuente de energía más eficiente y limpia. Asimismo, puso de relieve su capacidad para favorecer el desarrollo descentralizado y promover la petroquímica, que permitiría la obtención de insumos para diversas cadenas industriales.

En contraste, este capítulo ya no se centra en los potenciales, sino que presenta los usos que efectivamente se ha dado al gas y que han resultado de las prioridades y estrategias definidas por los diferentes gobiernos que han negociado los términos de su explotación comercial. Se muestra, en él, el peso que ha adquirido el gas en la producción de energía primaria en el país, los sectores económicos que hacen mayor consumo de este y las áreas geográficas que se han favorecido con su utilización. Del mismo modo, se retoma el análisis de la exportación del gas, ya no desde la perspectiva de la normativa y los contratos, sino en relación con su peso en el destino del gas y de los ingresos que genera al Estado.

2.1 El gas natural en la producción y el consumo de energía en el Perú

Con el desarrollo del proyecto Camisea, el gas natural ha incrementado significativamente su participación en la producción de energía primaria, desde 15% en 2005 hasta 56% en 2016.

Gráfico 6. Producción de energía primaria por fuente (TJ)



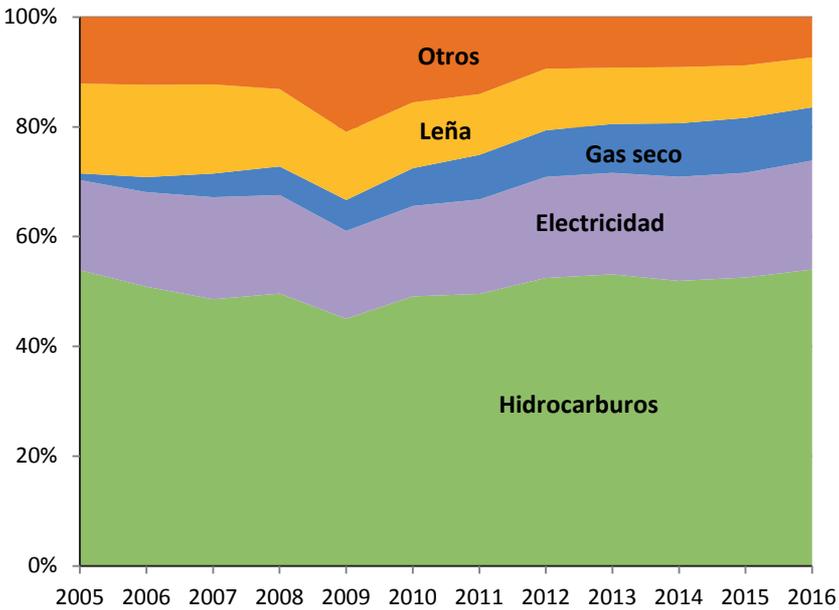
Fuente: MINEM, 2005-2016.

Este balance se aquilata mejor si se tiene en cuenta que, en el mismo periodo, la producción total de energía primaria creció en 120%. Desde 2009, el gas natural adquirió mayor importancia que el petróleo crudo y, a partir de 2010, pesa más que el conjunto de los hidrocarburos líquidos (petróleo crudo y líquidos de gas natural). La fuente que más ha reducido su participación en la producción de energía primaria ha sido el petróleo crudo, que pasó de 34 a 8% en el periodo 2005-2016.

Por otro lado, la oferta interna bruta de energía primaria muestra que el gas natural también aumentó su contribución de manera sustantiva en el periodo 2005-2016, pues pasó de 10 a 46%. La oferta de petróleo se ha reducido, pero en una menor proporción, ya que en el caso de la oferta se añaden las importaciones que se realizan para cubrir la demanda interna. Por eso, entre 2005 y 2016, el peso del petróleo en la oferta de energía primaria disminuyó solo de 49 a 24%.

El avance del gas natural es más lento en lo que se refiere al consumo final de energía del país. Entre 2005 y 2016, el aporte del gas natural pasó de 1 a 10% del total. Si se considera que el consumo final de energía en el Perú creció en 66%, se puede ver un progreso importante del gas. Sin embargo, los hidrocarburos líquidos (petróleo crudo, sus derivados y los líquidos de gas natural) todavía constituyen la principal fuente de energía que se consume en el país. En el periodo analizado, su peso se ha mantenido en torno al 51%.

Gráfico 7. Participación de las fuentes en el consumo final de energía (TJ)



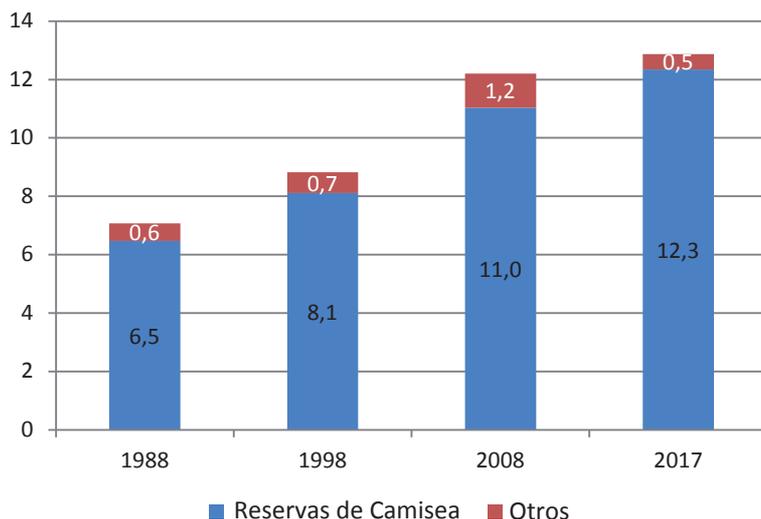
Fuente: Osinergmin, 2005-2016.

2.2 Reservas y producción de gas natural

Entre 1988 y 2017, las reservas probadas de gas natural de los lotes de Camisea prácticamente se han duplicado y han pasado de 6,5 billones de pies cúbicos en 1988 a 12,3 en 2017. En promedio, representan el 93% del total nacional. No obstante la tendencia positiva señalada, en 2017 se registró una caída de 20% respecto de 2016, que se explica, sobre todo, por la decisión de la empresa titular de la concesión del lote 58 de iniciar la explotación comercial solo a partir del 2023.

De hecho, los hallazgos solo se consideran como reservas probadas si el horizonte del inicio de la explotación comercial es menor de cinco años. Este margen no implica dejar de reconocer que el lote 58 de Camisea tiene, por lo menos, 2,1 billones de pies cúbicos de gas natural. Esta cifra supone el incremento del total de reservas probadas del área y del país a una cifra igual o superior a la que el MINEM registró en 2016, que fue de 16,1 billones de pies cúbicos.

Gráfico 8. Reservas probadas de gas natural del país (billones de pies cúbicos)



Fuente: MINEM, 1988-2017.

Sin sumar las reservas del lote 58, los reportes internacionales sobre energía mundial para el 2018 ubican al Perú en el tercer lugar en cuanto a reservas probadas de gas natural en Sudamérica.

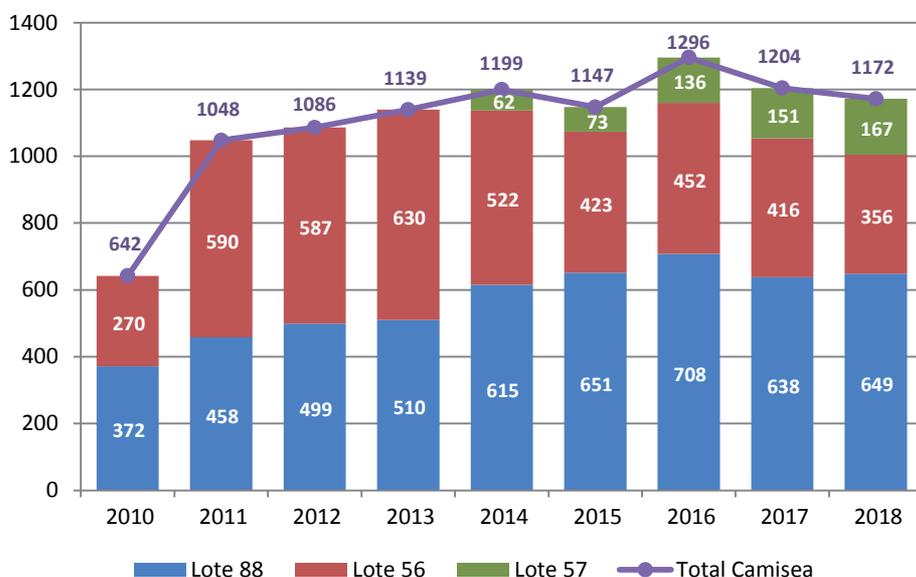
Cuadro 3. Reservas probadas de gas natural en Sudamérica y ratio reservas/ producción (al 31 de diciembre de 2018)

País	Reservas probadas 2018	Producción 2018	Ratio reservas/ producción
	Billones de pies cúbicos	Billones de pies cúbicos	Años
Venezuela	223,8	1,17	190,7
Brasil	13,4	0,89	15,1
Perú	12,4	0,45	27,4
Argentina	12,2	1,39	8,8
Trinidad y Tobago	10,9	1,20	9,1
Bolivia	10,3	0,56	18,3
Colombia	3,7	0,45	8,3

Fuente: BP, 2019.

La producción nacional de gas natural ha tenido un incremento sostenido desde 2004. De un volumen diario de 83 millones de pies cúbicos se ha pasado a 1231 millones de pies cúbicos de gas, de los cuales 95% proviene de los yacimientos de Camisea. En 2018, la producción proveniente de esta área fue de 1172 millones de pies cúbicos diarios.

Gráfico 9. Producción promedio de gas natural en Camisea por lotes, 2010-2018 (millones de pies cúbicos diarios)



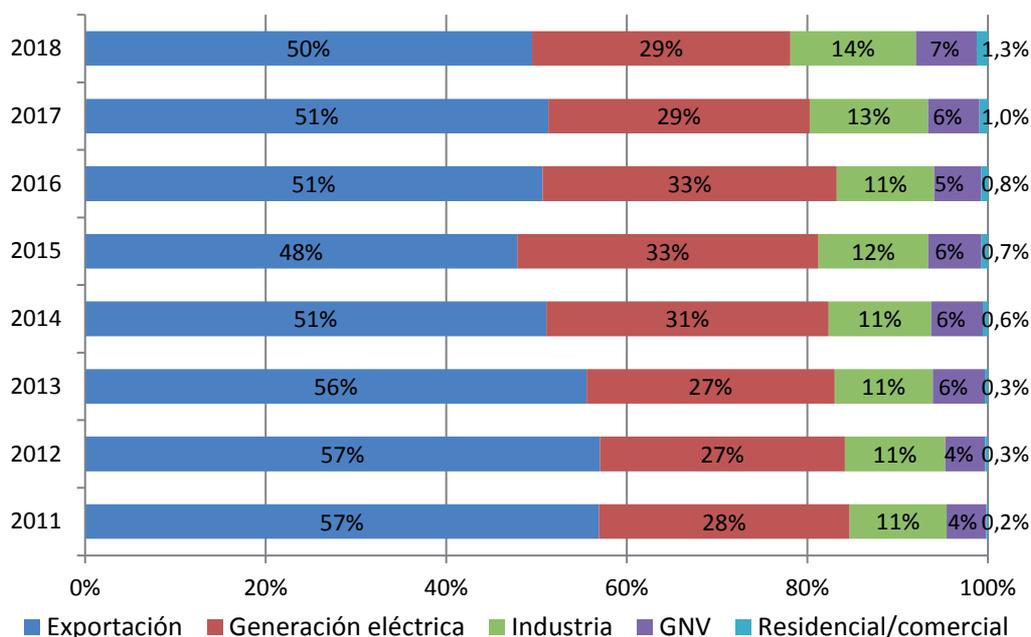
Fuente: Perupetro, 2018.

La ratio reservas-producción indica la duración que tendrían las primeras si el ritmo de producción se mantuviera constante. Se obtiene al dividir las reservas al final del año entre la producción del mismo año. Si el Perú conservara el actual nivel de producción y no se hicieran nuevos descubrimientos, el país tendría el recurso asegurado por 27 años, tal como muestra el cuadro 3.

2.3 Destino del gas natural

El principal destino del gas natural que se produce en el Perú es la exportación. Le sigue en importancia la generación de electricidad y, en menor medida, el consumo industrial. Una parte pequeña se usa en el sector vehicular y apenas el 1% en los hogares y pequeños comercios.

Gráfico 10. Consumo de gas natural en el Perú por sector, 2011-2018



Elaboración propia con datos del Osinergmin (2011-2018).

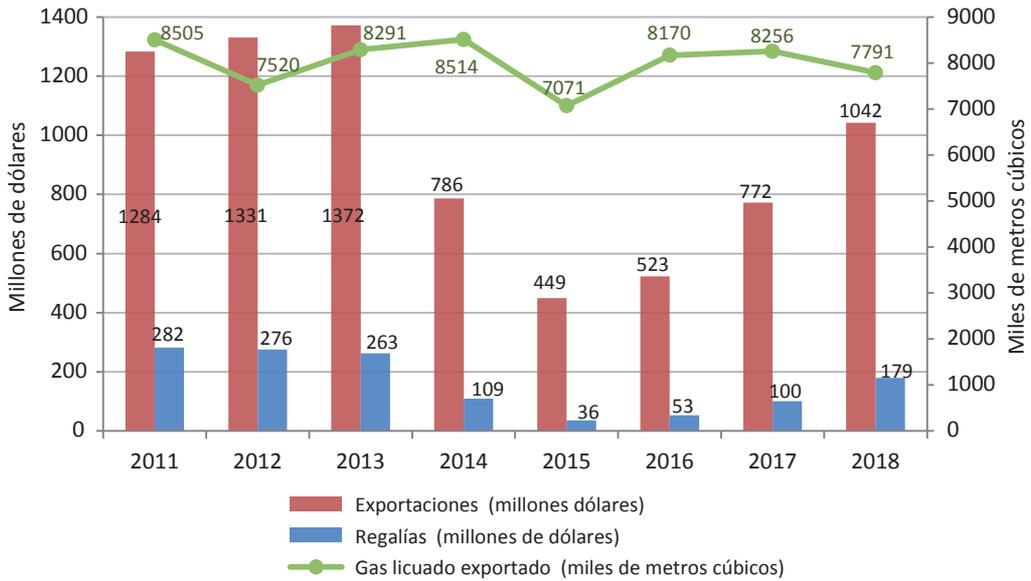
El siguiente acápite detalla el consumo de gas natural en cada uno de los sectores señalados.

2.3.1 La exportación del gas de Camisea

Tal como se ha explicado en el capítulo anterior, el gas natural que se produce en el lote 56 —y parte del lote 57— se destina al mercado externo después de procesarlo para obtener gas natural licuado (GNL). En el periodo 2011-2018, la planta de Pampa Melchorita recibió un promedio de 580 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, que equivalen al 50% de la producción de Camisea en ese periodo y representan un acumulado de 1,7 billones de pies cúbicos de gas natural extraídos de esa área para la exportación (Osinergmin, 2011-2018).

Con este volumen de gas natural, se han producido y exportado 64 millones de metros cúbicos de GNL en el mismo periodo por un valor de 7559 millones de dólares. Por concepto de regalías, Perupetro ha recibido 1298 millones de dólares en los ocho años. Este monto representa el 12,2% del total de regalías generadas por la explotación de hidrocarburos en el país entre 2011 y 2018.

Gráfico 11. Volumen y valor del GNL exportado y regalías pagadas, 2011-2018
(en millones de dólares y miles de metros cúbicos de gas licuado)



Elaboración propia con datos de Perupetro (2010-2019 y 2008-2018) y BCRP (2005-2018).

Como se observa en el cuadro, el volumen de gas licuado exportado se ha mantenido constante, con excepción del año 2015, cuando se registró una ligera caída. Sin embargo, el valor del GNL exportado se redujo de manera significativa a partir de 2014, y el repunte de 2018 se mantuvo por debajo de los años iniciales. De igual manera, bajaron las regalías pagadas al Estado. En 2015, Perupetro recibió apenas 36 millones de dólares, con una regalía unitaria promedio de 0,19 dólares por millón de Btu (por el inglés “British thermal unit”).¹¹ De acuerdo con los registros de Perupetro sobre los embarques de GNL entre 2011 y 2018, la regalía promedio ha sido de 0,88 dólares por millón de Btu y el precio promedio de exportación del gas licuado de 4,52 dólares por millón de Btu.

Una de las razones que explica los bajos precios del gas licuado exportado se debe al contrato de Repsol (luego Shell) con la Comisión Federal de Electricidad de México, que estableció como precio de referencia el 91% del marcador Henry Hub.¹² Este se desplomó cuando Estados Unidos comenzó la explotación de gas de esquisto.

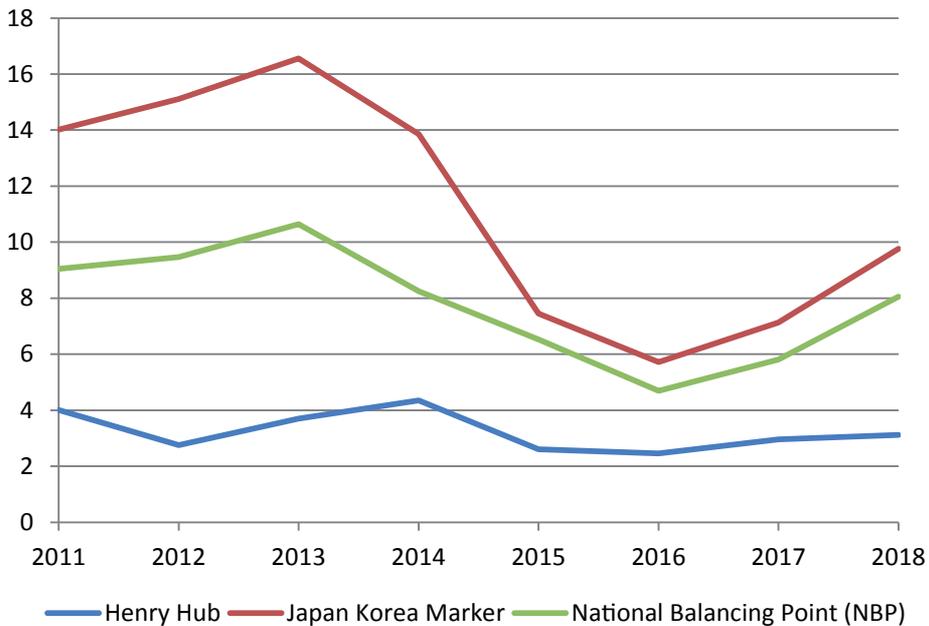
¹¹ Se trata de una unidad térmica británica que se utiliza para comparar distintos combustibles con un mismo parámetro, en función de su poder calorífico.

¹² Henry Hub, instalación ubicada en la costa de Luisiana (Estados Unidos), es un centro importante de conexión de nueve gasoductos interestatales y cuatro intraestatales que dan acceso a diversos mercados de gas norteamericanos. Sirve también como lugar de entrega oficial de contratos *spot* (de entrega inmediata) y a futuro. Estas características lo han convertido en el principal referente de los precios del gas en esa parte del continente.

Si bien hubo una fuerte caída de los precios de referencia del gas natural entre 2014 y 2016, el marcador Henry Hub ha tenido valores más bajos en todo el periodo analizado que los que se usan en otros puertos en los que Shell también comercializa una creciente proporción del GNL. Este es el caso del Japan Korea Marker en Asia o el National Balancing Point en Europa.

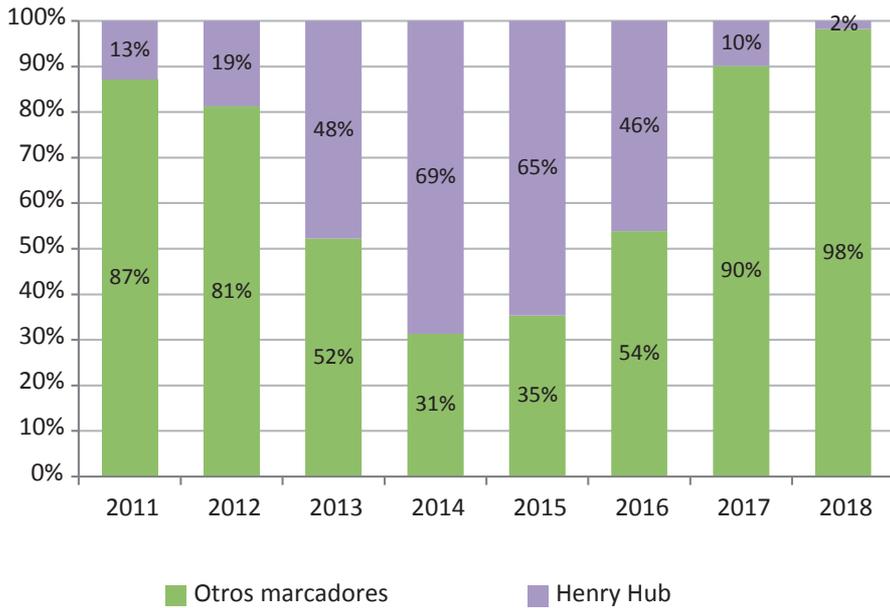
Generalmente, los acuerdos de largo plazo como el de Repsol con la CFE se indexan a la evolución del precio de los combustibles alternativos o sustitutos, y contienen fórmulas de revisión que permiten ajustar esas variaciones cada cierto tiempo (entre dos y cuatro años) en función del largo plazo. El mencionado contrato no incluyó estas opciones, ni una cláusula que hiciera posible renegociar los términos acordados ante una variación fuerte de los precios. Tampoco consideró indexar el precio del gas al del petróleo o al de sus derivados, previsiones que hubieran permitido incrementar el precio de venta del gas en vez de sufrir la caída de su valor como de hecho ha sucedido (Campodónico, 2016).

Gráfico 12. Precio del gas natural por principales marcadores (dólares por millón de Btu)



Fuente: BP, 2019.

Gráfico 13. Proporción del gas exportado que emplea el marcador Henry Hub (porcentaje)



Fuente: Perupetro, 2011-2018.

En los últimos años, Shell solo dirige embarques al puerto de Manzanillo en México para cumplir los compromisos adquiridos con la CFE. Por eso, el porcentaje del gas exportado que se valoriza con el marcador Henry Hub ha bajado considerablemente y, de hecho, solo representó el 10 y el 2% del total exportado en 2017 y 2018, respectivamente. A pesar de la variación de los puertos de destino y, por tanto, del uso de marcadores con precios más elevados que el Henry Hub, el monto de las regalías que Pluspetrol paga al Estado no se han incrementado de forma significativa.

El monto de las regalías se calcula en función del precio del gas en la boca de pozo. En el caso de las exportaciones de gas, determinar este valor hace necesario aplicar la metodología denominada *netback*. El punto de partida es el precio final de venta del gas al cual se le restan los costos en los que se incurre a lo largo de la cadena de valor (regasificación, transporte marítimo, almacenamiento, licuefacción y transporte por ducto). Al final de esta operación se obtiene el precio en boca de pozo (Campodónico, 2018).

En su informe de 2008, la Contraloría General de la República señaló que el contrato entre Perupetro y el Consorcio Camisea por el lote 56 había establecido una reducción arbitraria del precio del gas en boca de pozo mediante el incremento artificial de los costos de licuefacción, transporte y regasificación (CGR, 2008). Al castigar este precio se perjudicaban los intereses del Estado porque se reducían los ingresos por regalías. La Contraloría estableció que la metodología utilizada para hacer los cálculos

era discrecional, arbitraria e ilegal, pues no seguía lo dispuesto por los reglamentos existentes, sino que se había creado solo para las operaciones de exportación del gas natural licuado.

Lo descrito es un indicador de que, en las actuales condiciones, la exportación del gas no constituye el mejor negocio para el Perú, tanto por los pocos ingresos que generan al país —y que constituyen fondos para las regiones— como por el uso que se da al recurso. De hecho, podría servir para desarrollar otros proyectos —energéticos o petroquímicos— para los cuales no hay disponibilidad de gas.

Recuadro 1. El fallo del Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) a favor de Perupetro por las exportaciones de gas

Los únicos ingresos que percibe el Estado peruano de manera directa por la exportación del gas natural licuado (GNL) son las regalías que el Consorcio Camisea le paga a Perupetro por el gas extraído del lote 56 que se transforma en el GNL.

El monto de las regalías se calcula sobre la base del precio del gas en la boca del pozo, que depende del precio al que se vende el GNL en los mercados de destino y de la aplicación de la metodología *netback*. Si las exportaciones se desembarcan en puertos del golfo de México, donde se usa el marcador Henry Hub, se obtendrá un menor valor que si se dirigen a puertos de Europa o Asia, que usan precios de referencia más altos.

Entre agosto de 2010 y marzo de 2011, Repsol informó de diez desembarques de GNL en tres puertos de Estados Unidos. Por tanto, las regalías que pagó el Consorcio Camisea se calcularon utilizando como referencia el marcador Henry Hub, que se aplica en esta área geográfica.

Sin embargo, estos puertos no fueron el mercado de consumo final del GNL, pues Repsol lo reexportó a otros destinos más rentables: Reino Unido, India, Corea del Sur, Japón, España y Brasil. En consecuencia, el GNL obtuvo mejores precios que los declarados, pero el Estado no recibió más regalías.

Entre mayo y julio de 2012, Perupetro comunicó al Consorcio Camisea su intención de terminar el contrato de licencia por haber incumplido los acuerdos en relación con el pago de las regalías. Al mismo tiempo, dejó una puerta abierta, pues les planteó que, si pagaban las regalías que adeudaban por los diez cargamentos reexportados y se comprometían a cumplir en adelante sus obligaciones, Perupetro prefería no terminar su relación contractual con el Consorcio.

A pesar del tenor conciliador de la comunicación, las empresas del Consorcio Camisea y Repsol demandaron al Perú, en agosto de 2012, ante el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones (CIADI) por su intención de resolver el contrato.

El debate en el CIADI se enfocó en lo que cada parte entendía por “el mercado de consumo final” del GNL, pues el marcador que se usaría para determinar el precio de venta y, por ende, para calcular las regalías dependía de aquel.

Para el Consorcio Camisea y Repsol, el mercado final de consumo debía corresponder al primer terminal donde se descargaba el GNL, aunque este quedara almacenado en forma líquida y pudiera ser reexportado. Como los diez embarques se descargaron en puertos norteamericanos, consideraban que fue correcto aplicar el marcador Henry Hub. Si luego lo reembarcaron a otros mercados, ya no tenían la obligación de informar a Perupetro.

Para Perupetro, las regalías no debían calcularse en función del primer terminal de descarga, porque allí el GNL podía almacenarse y reenviarse luego a otro mercado que tuviera precios más altos. Las regalías debían pagarse usando los precios de los mercados donde se realizaba el consumo final del gas, es decir, donde el gas natural licuado se regasificaba, pues en ese estado ya no era técnica ni económicamente viable reexportarlo.

El Tribunal Arbitral del CIADI reconoció que lo planteado por Perupetro era lo que se había establecido en distintas partes del contrato y en los acuerdos de valorización complementarios. También constató que existía la obligación contractual del Consorcio Camisea de informar a Perupetro sobre los mercados donde se realizaba el consumo final y sobre cualquier cambio de mercado.

Asimismo, esta instancia internacional estableció que las reexportaciones afectaban las regalías pagadas al Estado peruano porque se utilizaba un marcador que era sustancialmente menor al valor de aquellos vigentes en los puntos de entrega final. Admitió que si el GNL se descargaba y almacenaba en estado líquido no había certeza de cuál sería el mercado de consumo final, ya que se podía reexportar.

Descartó el argumento de las empresas de que no se les podía obligar a que hicieran seguimiento a la molécula de gas en toda la cadena de valor hasta el punto donde esta se consumía. En cambio, respaldó la posición de Perupetro, de que no se trataba de rastrear cada molécula de gas natural proveniente del lote 56 hasta cada estufa de gas donde se quemaba, sino que solo era necesario seguir el cargamento hasta el punto donde el GNL se regasificaba o se inyectaba a gasoductos para su consumo local.

La instancia internacional concluyó que el concepto “mercado de consumo final” correspondía a aquel donde se regasificaba el GNL y se transportaba en ductos para su consumo. Asimismo, que era obligación del Consorcio Camisea identificar los mercados donde se descargaba el GNL para su consumo final.

En abril del 2015, el Tribunal Arbitral del CIADI falló por unanimidad a favor de Perupetro. Decidió que el Consorcio Camisea incumplió con la obligación de calcular correctamente la regalía en el caso de los diez cargamentos de gas natural porque aplicó el marcador del terminal de descarga y no de aquel donde se realizó el consumo final real del gas. Dispuso el pago de 64,9 millones de dólares a favor de Perupetro: 48,8 millones de dólares por regalías no canceladas, 12,7 millones por intereses y 3,4 millones por costos del arbitraje. Además, determinó que, en adelante, debía aplicarse el marcador correspondiente al terminal de descarga donde se regasifica el gas para el consumo final, requisito que incrementaría las regalías para el Estado peruano.

2.3.2 El gas y la generación de electricidad

El sector eléctrico es el segundo consumidor de gas natural en el país. Un poco más de un tercio del volumen producido se orienta a este fin. Si se toma en cuenta únicamente la cantidad de gas que va al mercado interno, el peso de la demanda del sector sube, en promedio, al 64% en el periodo 2004-2018.

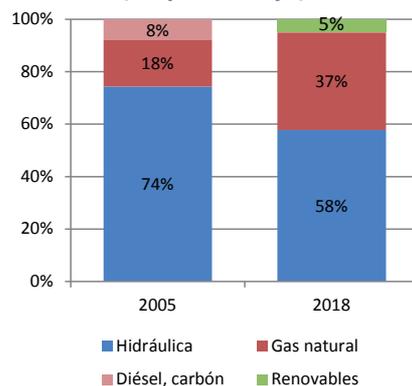
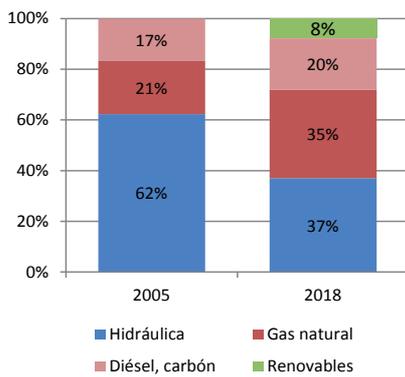
Esta fuerte demanda se debe al crecimiento sostenido del sistema eléctrico en los últimos veinte años a partir del gas natural. Con la finalidad de crear suficiente demanda para el gas, se establecieron tarifas más bajas para el sector (1 dólar por millón de Btu frente a 1,8 dólar para el sector industrial), condición que favoreció la inversión en centrales térmicas.

La potencia instalada efectiva del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que representa el 92% del total nacional, casi se triplicó y aumentó de 4471 MW en 2005 a 12 581 MW en 2018. El gas jugó un rol clave en esta ampliación de la potencia. Su participación subió en 66% entre 2005 y 2018, mientras que el peso de la energía hidráulica se redujo en 41% en igual tiempo.

Asimismo, la producción casi se duplicó en el mismo periodo y subió de 23.001 GW.h a 50.817 GW.h. Este crecimiento ha estado acompañado de un cambio en la matriz de producción de electricidad a favor del gas natural, con un incremento de su participación de 110% y una reducción de 22% de la hidroenergía, aunque esta última sigue siendo la fuente energética mayoritaria en la generación de electricidad.

Se debe resaltar también que el aumento de la producción de energías renovables ha llegado a 5% en 2018. Sin duda, es un porcentaje reducido para los riesgos que plantea el cambio climático, pero significativo si se considera que este no es una prioridad de los gobernantes.

Gráfico 14. Potencia instalada por fuente energética (en porcentaje) **Gráfico 15. Producción de electricidad por fuente energética (en porcentaje)**



Fuente: COES, 2005-2018.

Por otro lado, el 88% de la potencia instalada a base de gas natural y el 95% de la electricidad producida con gas en 2018 se deben a Camisea. Además, las centrales térmicas que han permitido este crecimiento se han construido prácticamente a la salida del gasoducto principal.

Entre 2004 y 2018 se han instalado entre Lima e Ica doce centrales térmicas con diferentes unidades de generación que han alcanzado una potencia instalada de 4149 MW (con una potencia efectiva de 3863 MW). Esta infraestructura energética ha contribuido a incrementar el consumo del gas de Camisea de 136 millones de metros cúbicos en 2004 a 3424 millones de metros cúbicos en 2018 (COES, 2019).

Cuadro 4. Potencia efectiva y ubicación de las centrales térmicas que utilizan el gas de Camisea

Empresa	Central térmica	Potencia efectiva (MW)	Ubicación	
Enel	Santa Rosa	51,7	Cercado de Lima, Lima	
	Santa Rosa	53,1		
	Santa Rosa	121,7		
	Santa Rosa II	187,2		
	Ventanilla	472,1	Ventanilla, Callao	
Sdf Energía	Oquendo	27,8	Callao, Callao	
Engie	Chilca 1	815,2	Chilca, Cañete, Lima	
	Chilca 2	111,8		
Fénix Power	Fénix	567,2		
Kallpa	Kallpa	863,4		
	Las Flores	195,4		
Termochilca	Santo Domingo de los Olleros	303,3		
Egasa	Pisco	35,4	Independencia, Pisco, Ica	
	Pisco	34,9		
Egesur	Independencia	5,8		
	Independencia	5,7		
	Independencia	5,8		
	Independencia	5,8		
Total		3863,3		

Fuente: COES, 2019.

2.3.3 El consumo de gas en el sector industrial

El sector industrial es el segundo consumidor de gas en el mercado interno, con una participación promedio del 20%, bastante menor que la generación eléctrica. Desde que llegó el gas de Camisea a la Costa, casi toda la industria de Lima, Callao e Ica ha convertido progresivamente sus generadores de energía al gas natural.

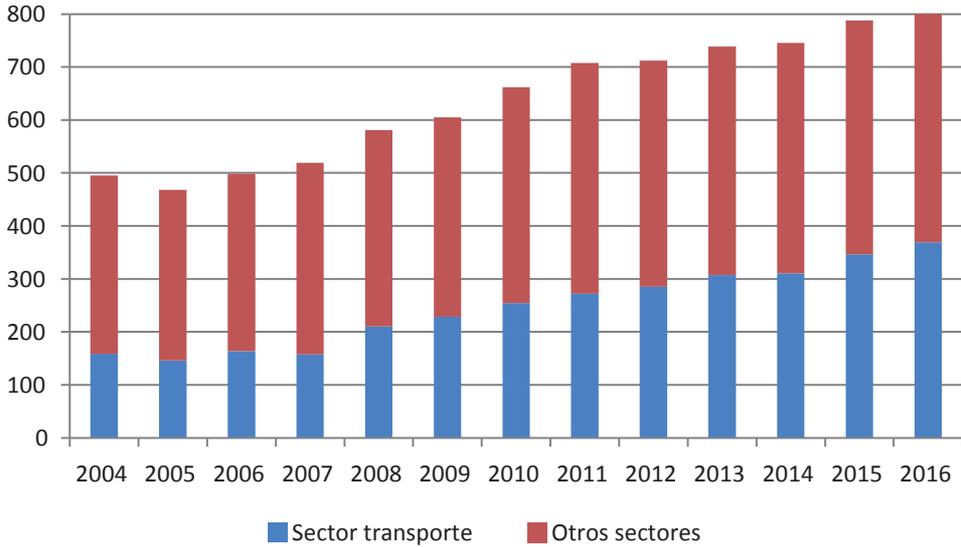
Las grandes empresas fueron las primeras en conectarse directamente a la red principal como clientes iniciales. Su alta demanda de gas les permitió pactar precios preferenciales al asegurar un consumo mínimo de gas al productor y al transportador. Entre estas empresas se cuentan las de cerámica, vidrio, industria alimentaria, metalurgia, plásticos, textil y acero. Posteriormente, las medianas industrias se fueron conectando a las redes de ductos que la empresa distribuidora del gas organizó en grupos de consumidores (clústeres) para la distribución del gas.

En el 2018, se registraron 626 empresas industriales con servicio de gas en Lima y Callao, cuyo consumo representó 128 millones de pies cúbicos diarios de gas, el 16% del volumen de gas facturado en ambas provincias.

2.3.4 El gas natural vehicular

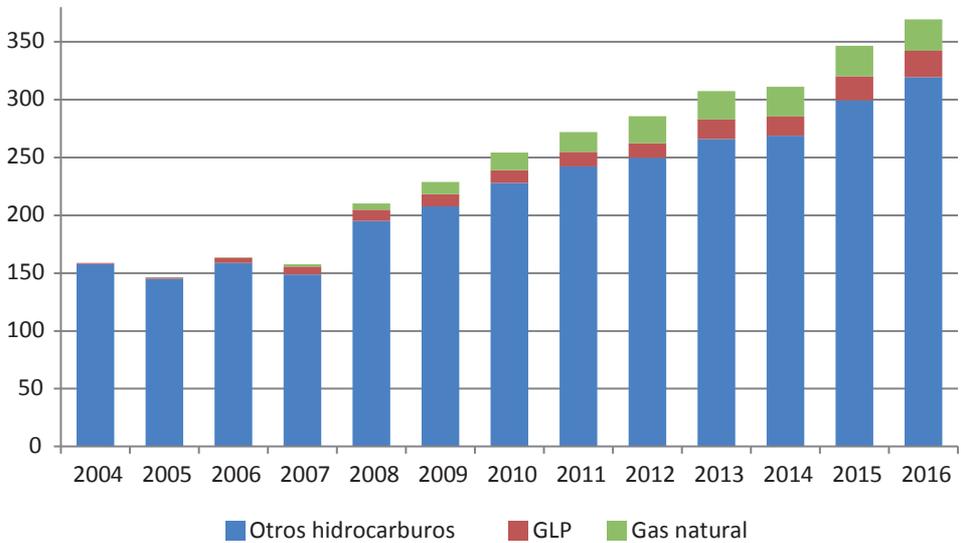
El consumo final de energía del país se ha incrementado en el periodo 2004-2016 en 65%. En ese mismo tiempo, el consumo de energía del sector transporte ha crecido en 132%, tendencia que también se refleja en el aumento de su participación en el consumo total. De hecho, ha pasado de 32% en 2004 a 45% en 2016. Este proceso ha estado acompañado de una mayor demanda por diésel, gasolina, gasohol y otros derivados del petróleo, que constituyen casi el 90% de las fuentes de energía que se emplean en el transporte.

Gráfico 16. Evolución del consumo final de energía y del sector transporte (miles de TJ)



Fuente: MINEM, 2004-2016.

Gráfico 17. Participación del consumo de fuentes de energía en el sector transporte (miles de TJ)



Fuente: MINEM, 2004-2016.

El consumo de gas natural vehicular (GNV) ha tenido un notable crecimiento, con una tasa promedio anual de 58% en el periodo 2006-2016. Sin embargo, su participación en el consumo total del sector transporte es incipiente. En 2016, representó apenas 7,4% del total.

El GNV es el mismo gas natural que se emplea en el consumo doméstico o en la generación de electricidad. Su principal diferencia es que no se distribuye por ductos, sino que pasa por un proceso de compresión, por lo que requiere almacenarse y suministrarse en alta presión. En ese sentido, se trata de un combustible superior a los derivados del petróleo en términos ambientales.

Además, el GNV es más barato que los demás combustibles empleados en el transporte, por lo que utilizarlo genera un ahorro. Sin embargo, dado que los vehículos del parque automotor peruano no están diseñados para emplear este combustible, es necesario invertir en la conversión. De acuerdo con Osinergmin, este costo fluctúa entre los 1200 y 1600 dólares en relación con las características del vehículo.

Para favorecer el consumo del GNV, Perupetro acordó con Pluspetrol un precio en boca de pozo de 0,80 dólares por millón de Btu hasta 2012 para el gas que se emplearía como GNV. Asimismo, se creó el programa Cofigas, manejado por Cofide, que financiaría el costo de las conversiones o la compra de nuevas unidades, previo cumplimiento de ciertos requisitos. La iniciativa se concretaría mediante créditos que los usuarios devolverían a través de su consumo: con un sistema de carga inteligente, un porcentaje de cada recarga de GNV se destinaría a la cuota para amortizar el préstamo.

Al terminar 2018 se habían activado para usar GNV un poco más de 270.000 vehículos (convertidos y nuevos adaptados). El año de mayor dinamismo fue 2008 y, a partir de entonces, se aprecia, con excepción de 2014, un estancamiento e incluso una reducción del número anual de vehículos que optan por usar el GNV. Este hecho se refleja también en el congelamiento de la demanda por gas natural en los últimos años, con un ligero repunte en 2018.

Cuadro 5. Vehículos activados para GNV, gasocentros y consumo de gas, 2006-2018

Año	Vehículos activados por año	Estaciones de servicio por año	Consumo de gas natural
	N.º	N.º	MMpcd
2006	5.376	4	0,7
2007	17.729	18	5,1
2008	34.457	35	15,2
2009	24.207	37	24,1
2010	23.030	46	33,6
2011	23.306	36	44,2
2012	25.701	28	57,2
2013	19.450	23	63,7
2014	26.080	21	66,1
2015	20.261	22	64,5
2016	17.034	14	64,5
2017	17.991	23	66,2
2018	19.110	14	75,2
Total	273.732	321	

Fuente: Infogas, 2019.

De acuerdo con los datos que registra Infogas,¹³ el 96% de vehículos acondicionados para utilizar GNV son de Lima y Callao, el 2% de Ica y el 2% restante se distribuye entre Piura, Lambayeque, La Libertad, Áncash y Junín, donde el consumo de GNV es muy incipiente. La misma concentración existe en cuanto al número de gasocentros y al consumo de gas. Por otro lado, del total de vehículos convertidos, el 82% corresponde a automóviles y solo el 2%, a unidades de transporte público masivo.

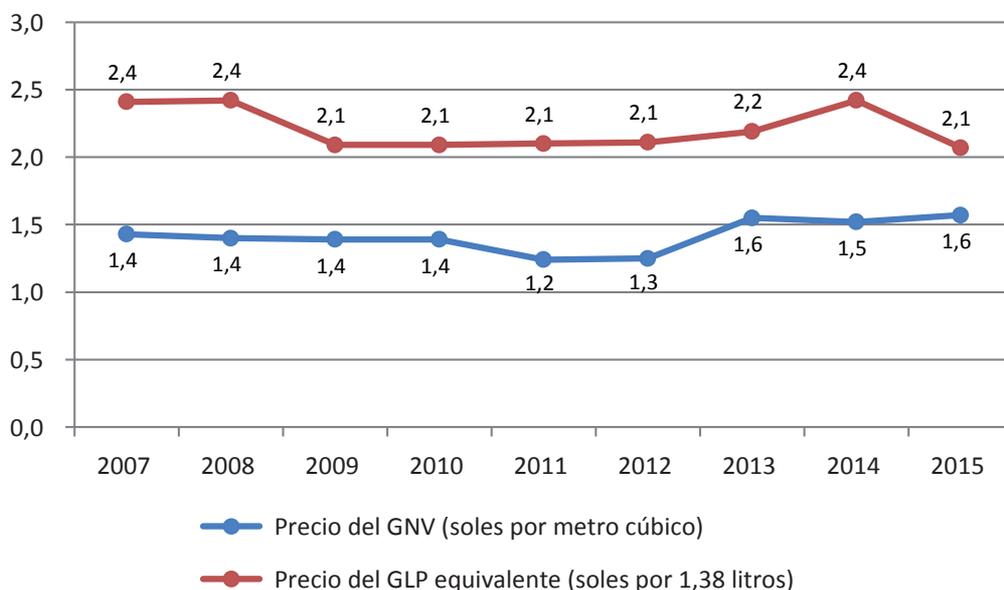
Según la información de Osinergmin, el empleo del GNV permite un ahorro de 60% en relación con la gasolina y de 50% en relación con el gasohol. No obstante, muchos conductores optan por sustituir estos últimos con el gas licuado de petróleo (GLP) porque tiene costos más bajos de conversión y, aunque resulta menos seguro, su

¹³ Infogas es el sistema de control de carga del GNV que administra Cofide y registra todos los movimientos que se realizan en la cadena del gas natural vehicular (autos convertidos, suministro de GNV, amortizaciones de los créditos, revisiones técnicas, etc.).

cadena de conversión y venta es más accesible, pues no está sujeta a las regulaciones del sistema del GNV.

A esto se suma que la diferencia de precios que supone el GLP en relación con el GNV es mucho menor que la existente con otros combustibles. Además, el primero no tiene la restricción del GNV, cuyos expendios, los gasocentros, están concentrados en la capital en un 96%.

Gráfico 18. Precios promedio al consumidor de GNV y GLP equivalente en Lima (soles)



Fuente: Osinermin, 2016.

N. B. Para que los precios al consumidor del GNV y del GLP sean comparables se toma como base el contenido energético de un metro cúbico de GNV, que equivale a 1,38 litros de GLP.

En septiembre de 2018, Osinermin puso en marcha el programa BonoGas Vehicular con recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE).¹⁴ El monto destinado para esta iniciativa alcanza los 83 millones de soles y tiene una meta de 15.000 vehículos convertidos hasta finales de 2019.

El programa brinda un financiamiento máximo de 4000 soles a personas naturales para que puedan cubrir los costos de conversión de sus automóviles en las regiones que cuentan con el servicio de GNV. Los créditos se canalizan a través de instituciones financieras que ofrecen tasas de interés menores al 3% y un plazo de devolución de cinco años. El FISE cubre la diferencia entre dicha tasa y las del mercado. El programa se orienta a autos que no tengan más de diez años de antigüedad y que vayan a

¹⁴ El capítulo 3 amplía la información sobre el FISE en relación con la masificación del gas natural.

sustituir gasolina o GLP. No se han incluido los vehículos a diesel, que tienen costos de conversión más altos.

Entre septiembre de 2018 y junio de 2019, BonoGas Vehicular permitió financiar 3050 conversiones de vehículos en seis departamentos, 90% de las cuales se realizó en Lima y Callao.

2.4 A manera de conclusión

Quince años después del inicio de la explotación del gas de Camisea, su participación en la producción y la oferta de energía primaria ha crecido notablemente, aunque el consumo final de energía indica que la economía peruana mantiene su dependencia de los hidrocarburos líquidos. Especial atención merece el sector de transporte, el principal consumidor de derivados de petróleo y generador de contaminación ambiental.

En ese sentido, el dinamismo inicial de la conversión de vehículos de gasolina a gas natural vehicular se ha perdido. El proceso se muestra estancado y sumamente centralizado. En este escenario, no aparecen políticas y medidas claras que se orienten a cambiar la matriz energética del sector transporte hacia el GNV, un combustible limpio, abundante y económico.

Por otro lado, la disponibilidad de gas ha permitido aumentar la potencia instalada para la producción de energía eléctrica, así como la propia generación de esta última. Este proceso ha ido de la mano del prolongado ciclo de crecimiento económico del país, favorecido por el auge de los precios de las materias primas. Sin embargo, la falta de planificación energética y de un Estado que oriente el desarrollo del país ha traído como resultado la concentración de la nueva capacidad de generación en Lima, así como una dependencia total del abastecimiento del único gasoducto que transporta el gas desde Camisea. Estas circunstancias han establecido un sistema sumamente vulnerable.

El cambio de la industria a una fuente de energía menos contaminante y más eficiente como el gas es un resultado positivo. Sin embargo, una vez más, la zona geográfica priorizada contribuye a la mayor centralización de la economía y a la ampliación de las brechas productivas en relación con otras regiones de menor nivel de desarrollo, como el Sur Andino.

La información muestra que la exportación es el principal destino del gas de Camisea. En ocho años de operación, se han consumido 1,7 billones de pies cúbicos de las reservas sin que se haya tenido un impacto importante en los ingresos del Estado o en la generación de valor agregado en la economía. La exportación es perfectamente factible, dada la dimensión de nuestras reservas, pero se debe analizar el costo-

beneficio de hacerlo y la relevancia del recurso en relación con las prioridades de desarrollo del país.

Los impulsores de la exportación del gas justificaron la medida porque generaría los recursos para financiar otras políticas de Estado como la masificación del uso del gas. En la realidad, no se obtuvieron los recursos esperados, así como tampoco se desarrollaron las políticas de satisfacción de la demanda interna o de desarrollo sectorial y regional en que se justificaron. Más bien, los compromisos de los contratos de exportación han frenado la disponibilidad de reservas para desarrollar proyectos convenientes para el país como los vinculados a la industria petroquímica. Más aún, se han usado como factor para poner en duda la viabilidad del gasoducto para el Sur Andino.

Una apreciación general es que los indudables beneficios que ha traído el desarrollo del gas de Camisea en sectores económicos como la generación de electricidad, el desarrollo industrial y el transporte están muy centralizados en Lima y Callao. Si bien se han ampliado un poco algunas ciudades de la Costa Norte, no se han hecho extensivos a los sectores productivos y de servicios en las otras regiones del país.

No debe perderse de vista de que el gas es una energía no renovable y debe servir para una etapa de transición energética, pero no debe limitarse solo a servir como fuente de energía. El gas natural debe servir también para desarrollar industrias en el país y todavía no se han dado pasos en esa dirección.

CAPÍTULO 3

LA MASIFICACIÓN DEL GAS EN EL PERÚ

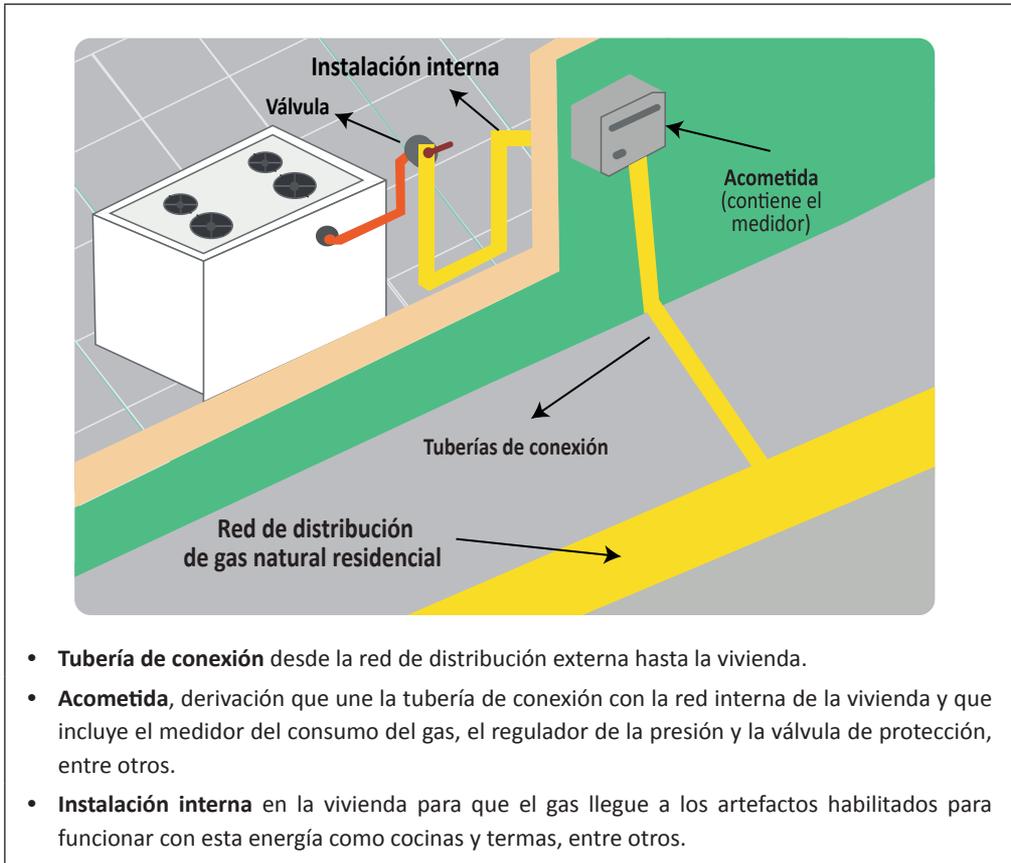
Masificar el uso del gas implica poner a disposición de los hogares una fuente de energía de más calidad que otros combustibles para cocer los alimentos o para calentar el agua. Asimismo, les ofrece la oportunidad de climatizar las viviendas a precios accesibles, ya sea para contar con calefacción en zonas del país que tienen bajas temperaturas o para enfriar el ambiente y extender la vida de los productos perecibles o de los equipos electrónicos en las regiones con altas temperaturas. Todas estas potencialidades representan una mejora en la calidad de vida de las personas.

Entre las múltiples ventajas que tiene el gas natural se pueden señalar las siguientes:

- (1) Su eficiencia en relación con otras fuentes energía, pues se requiere de menos para obtener más.
- (2) Su menor grado de contaminación, pues genera menos emisiones de gases de efecto invernadero.
- (3) Su menor costo en comparación con combustibles como el GLP, a los que sustituye.
- (4) Su inocuidad para la salud, pues no produce humo y otros contaminantes como la biomasa o la leña (asociada, además, a la deforestación).
- (5) El grado de seguridad que ofrece, pues es muy liviano y, en caso de fuga, se disipa rápidamente y no permanece en el ambiente.
- (6) Su accesibilidad de suministro continuo, pues se obtiene a través de tuberías y no del balón de GLP o de otras fuentes no comerciales que requieren aprovisionamiento.

El sector doméstico, con consumos muy pequeños, es el que tiene el mayor número de usuarios —son cientos de miles, mientras que las generadoras de electricidad y las industrias no llegan a mil—. En 2018, el sector residencial representó el 99% de los clientes y solo el 2% del consumo de gas natural en el país. El acceso pleno de este sector al gas natural hace necesario desarrollar una infraestructura de distribución en cada localidad. Esta consiste en una red de gasoductos subterráneos que acerquen el suministro de gas a las viviendas. Además, se necesitan instalaciones adicionales, que suponen costos iniciales, para que cada hogar pueda conectarse con la red.

Gráfico 19. Partes de una instalación de gas natural doméstico desde la red de distribución



Fuente: FISE, 2018.

La inversión requerida para acceder al servicio de gas representa un freno para amplios sectores de la población interesados en usar una fuente que tiene un costo de consumo menor y es más limpia. Por tanto, hace falta que los gobiernos diseñen políticas que faciliten el empleo masivo del gas en el sector doméstico.

Hasta el momento, en el Perú se han puesto en marcha cuatro procesos de masificación con el gas de Camisea. Estos cubren algunas ciudades de los departamentos de Lima (incluida la provincia constitucional del Callao), Ica, Áncash, La Libertad, Lambayeque, Cajamarca, Arequipa, Moquegua y Tacna.

El presente capítulo analiza el proceso seguido y los resultados obtenidos luego de quince años de iniciada la masificación del consumo de gas.

3.1 La masificación del gas en Lima y Callao

La concesión para distribuir gas en el departamento de Lima y en la provincia del Callao está a cargo de la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A., que opera con el nombre de Cálidda. Pertenece a las empresas colombianas Grupo Energía de Bogotá (60%) y a Promigas (40%). El contrato se firmó en diciembre de 2000 por 33 años, que se pueden ampliar hasta un total de 60.¹⁵

Cálidda recibe el gas que viene de Camisea en la estación de Lurín. Se trata del punto de conexión entre la red de transporte y la red de distribución, y se le conoce como *city gate* (denominación en inglés que se refiere al hecho de que constituye la puerta de entrada del gas a la ciudad). En esta estación, el gas es acondicionado y preparado para ser transportado hasta Ventanilla por un gasoducto subterráneo de 62 kilómetros, que atraviesa varios distritos. Las redes de distribución que surten de gas a las viviendas se derivan de este ducto. El sistema se inició con una capacidad de distribución de 255 millones de pies cúbicos diarios de gas y se incrementó a 420 millones de pies cúbicos diarios. Se debe precisar que, en 2010, la empresa construyó otro ducto troncal por la zona este de Lima.

La distribución del gas natural en Lima y Callao comenzó en agosto de 2004 y, en el 2010, se contaba con 35.000 conexiones domésticas, a pesar de que, según el contrato, la empresa debía alcanzar las 70.000 conexiones en un plazo de seis años desde el inicio de la operación comercial. En estas circunstancias, en mayo de 2010, se firmó una adenda al contrato y se estableció una nueva meta de 91.000 conexiones en un plazo de cinco años. Esta se desagregó por año de la siguiente forma:

- A mayo de 2011, 12.000 usuarios.
- A mayo de 2012, 15.000 usuarios.
- A mayo de 2013, 18.000 usuarios.
- A mayo de 2014, 21.000 usuarios.
- A mayo de 2015, 25.000 usuarios.

Al terminar el año 2018, se registraron 740.955 viviendas con conexión de gas en Lima y Callao. Estas se ubicaban en 21 distritos de Lima (de un total de 43) y en uno del Callao (de un total de 7) (Cálidda, 2018). En otras palabras, los distritos con servicio de gas en Lima no llegan aún al 50% y, en el Callao, solo representan el 15%. El distrito con mayor número de conexiones es San Juan de Lurigancho.

¹⁵ La concesión para el transporte del gas de Camisea a la Costa y para su distribución en Lima y Callao la ganó, el año 2000, el consorcio formado por Techint-Tecgas, Pluspetrol, Hunt Oil, SK Corporation, Sonatrach y Graña y Montero. En 2002, tal como se había establecido en el contrato, transfirieron la concesión de la distribución Suez-Tractebel, otra compañía. Esta formó la empresa Gas Natural de Lima y Callao S. A., conocida con el nombre comercial de Cálidda. En 2007, la compraron Promigas y AEI Perú Holdings. Finalmente, en 2011, el Grupo de Energía de Bogotá adquirió las acciones de esta última.

Gráfico 20. Número acumulado de usuarios de gas natural en Lima y Callao en el sector residencial y comercial, 2005-2018 (en miles de usuarios)



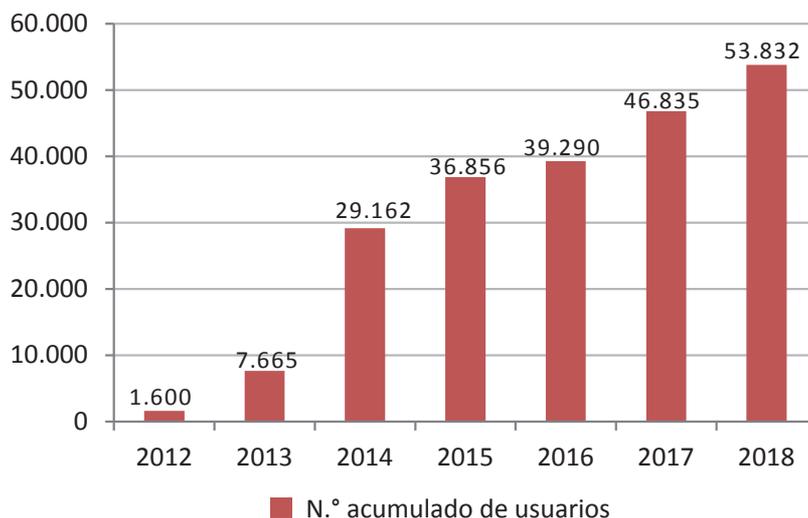
Fuente: Osinergmin, 2018.

3.2 La masificación en Ica

La segunda etapa de la masificación empezó en Ica. En 2009 se firmó el contrato de concesión por treinta años con Contugas, empresa del Grupo Energía de Bogotá, para distribuir gas natural en las localidades de Pisco, Chincha, Ica, Nazca y Marcona. Esta empresa recibe el gas del ducto que viene de Camisea en la desviación Humay. Desde ese punto construyó un gasoducto regional con dos ramales, uno de 40 kilómetros hacia Pisco y Chincha, y otro de 240 kilómetros hacia Ica y Nazca que termina en Marcona. Debe precisarse que cuenta con estaciones de regulación del gas en cada una de las localidades que atiende.

La operación comercial se inició en abril de 2014. De acuerdo con el plan mínimo de cobertura, la empresa debía instalar 50.000 conexiones residenciales en el año 2020: su compromiso fue tener listas 31.625 (63%) para abril de 2015 y 18.375 (37%) para los siguientes cinco años. Al terminar el año 2018, Contugas había instalado 53.832 conexiones en las cinco provincias del departamento de Ica: el 48% se ubica en la capital y el 45% en las ciudades de Chincha y Pisco. Marcona y Nazca representan, juntas, una participación muy pequeña (7%).

Gráfico 21. Número acumulado de usuarios de gas natural en Ica en el sector residencial y comercial, 2012-2018



Fuente: Osinergmin, 2018a.

3.3 La masificación en la Costa Norte y Suroeste

Las concesiones Norte y Suroeste forman parte del proyecto Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional de Proinversión. Los concursos para ambas concesiones se convocaron en mayo de 2012, después de la cancelación, por falta de postores, de dos proyectos similares que se habían priorizado en el 2011 para masificar el gas en ciudades del norte y sur del país.

En ambos casos se emplea GNL, que se traslada en camiones cisterna (gasoducto virtual), desde la planta Pampa Melchorita de Perú LNG, ubicada 170 kilómetros al sur de Lima, hasta las estaciones de distrito en cada una de las ciudades seleccionadas. Estas instalaciones locales incluyen un sistema de almacenamiento, regasificación y tratamiento del gas, pues el gas licuado, que llega en estado líquido, debe volverse nuevamente a estado gaseoso. Solamente después de este procedimiento puede ser inyectado a la red subterránea de ductos y ser distribuido a las viviendas. Otros usuarios de este gas pueden ser las industrias mineras, pesqueras o agroindustriales, así como los comercios y las estaciones de servicio de gas natural vehicular.

De manera complementaria a estas concesiones se suscribió una asociación público-privada con Perú LNG para que construyera una estación de carga especial en Pampa Melchorita, cuya finalidad sería abastecer a los camiones cisterna que transportarían el gas natural licuado. El proyecto debió entrar en operación en julio de 2016, pero se inauguró más de un año después, en setiembre de 2017, con una inversión de

diecisiete millones de dólares. Este retraso implicó una significativa demora en el inicio de las dos concesiones.

3.3.1 Concesión Norte

En julio de 2013, Gases del Pacífico obtuvo la concesión para distribuir gas natural en los departamentos de La Libertad, Lambayeque, Cajamarca y Áncash por veintiún años. El plazo puede ampliarse en periodos de diez años hasta un total de sesenta.

La empresa actúa bajo la marca Quavii y pertenece a las colombianas Promigas (75%) y Surtidora de Gas del Caribe (25%). Su compromiso para los primeros cinco años de operación es abastecer a un mínimo de 150.137 clientes, la mayor parte residenciales, y a nueve estaciones de servicio de gas natural vehicular en siete ciudades, con una inversión de doscientos millones de dólares.

**Cuadro 6. Primer plan de conexiones en la concesión Norte, 2016-2020
(número de consumidores nuevos por año y ciudad)**

Ciudad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Total por ciudad
Trujillo	10.332	15.155	13.089	12.514	674	51.764
Pacasmayo	497	729	630	602	128	2.586
Chiclayo	7.446	10.923	9.432	9.019	914	37.734
Lambayeque	1.152	1.690	1.460	1.396	164	5.862
Chimbote	5.044	7.399	6.390	6.110	380	25.323
Huaraz	1.813	2.661	2.297	2.197	400	9.368
Cajamarca	3.420	5.016	4.332	4.142	590	17.500
Total por año	29.704	43.573	37.630	35.980	3.250	150.137

Fuente: Contrato entre el MINEM y Gases del Pacífico-Quavii.

El proyecto entró en operación en diciembre de 2017, luego de construir las siete plantas de regasificación, de tender los ductos y de adquirir más de treinta camiones cisterna. En diciembre de 2018, había 21.450 usuarios residenciales conectados en las siete ciudades, un número menor que el comprometido (Osingermin, 2018a).

Una de las principales razones para el retraso fue la demora en la puesta en funcionamiento del patio de carga en Pampa Melchorita, desde donde debe transportarse el GNL. Esta circunstancia impidió obtener el insumo para la distribución, pero también debe considerarse la ausencia de subsidios para los costos de las

instalaciones iniciales en cada vivienda. Estos resultan en una facturación mensual que no es tan competitiva para las familias respecto del GLP.

3.3.2 Concesión Suroeste

Esta concesión se adjudicó en julio de 2013 a Gas Natural Fenosa Perú S. A., Naturgy de España, por veintiún años ampliables hasta sesenta. Su compromiso mínimo en los primeros siete años de operación es conectar a 64.000 clientes residenciales en las ciudades de Arequipa, Moquegua, Ilo y Tacna, y establecer cuatro estaciones de servicio de gas natural vehicular, con una inversión de veintiséis millones de dólares.

Cuadro 7. Primer plan de conexiones en la concesión Suroeste, 2016-2020
(número de consumidores nuevos por año y ciudad)

Ciudad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Total
Arequipa	1.404	4.664	12.081	6.473	9.874	3.467	2.199	40.162
Moquegua	114	392	999	623	838	291	186	3.443
Tacna	557	1.856	4.773	2.585	3.905	1.371	870	15.917
Ilo	155	521	1.346	726	1.100	385	245	4.478
Total año	2.230	7.433	19.199	10.407	15.717	5.514	3.500	64.000

Fuente: Contrato de concesión entre el MINEM y Fenosa-Naturgy.

La operación empezó en octubre de 2017. Para diciembre de 2018, Naturgy contaba con 10.174 usuarios residenciales en las siete ciudades (Osinerghin, 2018a).

3.3.3 Puntos críticos de estas concesiones

El sistema de gasoductos virtuales de gas natural licuado tiene un costo de transporte más alto que el de las concesiones de Lima, Callao e Ica, que obtienen el gas directamente del gasoducto principal de Camisea. Si se compara la estructura de la tarifa de Lima, el transporte en las concesiones Norte y Suroeste es 2,5 veces más caro.

Además, ambas concesiones pagan un precio más alto por el gas porque no adquieren el que llega por el gasoducto de Camisea, sino que deben comprar GNL, que tiene un costo mayor porque ha sido procesado. Además, deben construir una planta de regasificación en cada localidad de destino para hacer nuevamente gaseoso el GNL e inyectarlo a la red de ductos de distribución en cada ciudad.

Ambos factores implican un recibo mensual más alto para las familias. Por eso, llama la atención que estas concesiones carezcan de acceso a cualquier mecanismo

que subsidie los costos del equipamiento necesario para la conexión inicial de cada vivienda como sí existe en Lima, Callao e Ica.

Las concesiones Norte y Suroeste utilizan el denominado “margen de promoción”. Este permite a los usuarios pagar la instalación inicial en cuotas mensuales que las concesionarias añaden a la facturación por sus consumos hasta cubrir el monto total de la inversión. Sin embargo, no se trata de un subsidio que permita a las familias de bajos recursos afrontar este gasto.

Un problema adicional de estos dos proyectos de masificación es que la exclusividad que otorga el Estado a los contratistas para la distribución del gas natural en el área de la concesión “no alcanza a la comercialización del gas natural, ni al transporte virtual hacia las localidades comprendidas en la concesión” (cláusula 2, “Características y modalidades de concesión”, de los contratos de concesión de los proyectos Norte y Suroeste).

Con el argumento de la libertad de mercado, la lógica diseñada por Proinversión y el MINEM considera viable para la economía de ambos proyectos que empresas comercializadoras de gas comprimido operen y compitan en el ámbito de la concesión, sin estar sujetas a precios regulados ni a obligaciones de inversión o metas de atención al consumo doméstico. Esta flexibilidad les facilita llegar a acuerdos con los principales consumidores de gas en las ciudades del norte y de la costa sur del país, y eso afecta la viabilidad económica de las concesiones y, en consecuencia, perjudica el avance de la penetración del gas en el sector doméstico de las ciudades seleccionadas.

3.4 Concesión Centro-Sur

Proinversión ha efectuado ya cuatro convocatorias para entregar en concesión el suministro de gas natural en ciudades de la sierra del Perú. En el año 2006, no se presentaron postores y, en el 2013, tuvo que cancelar el proyecto de gasocentros que adjudicó a la empresa Graña y Montero por falta de avances. En el 2014, convocó otro concurso para distribuir gas natural en ciudades de siete regiones, pero tuvo que suspenderlo luego de varias postergaciones por falta de postores.

Finalmente, Proinversión actualizó el estudio y reactivó el concurso en julio de 2018 con la denominación Concesión Centro-Sur. El objetivo de la convocatoria fue brindar el servicio de gas natural a 113.535 usuarios del sector residencial y comercial de ciudades de siete regiones durante los primeros ocho años de operación.

Cuadro 8. Plan mínimo de conexiones de la concesión Centro-Sur

Provincia	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Total
Apurímac									
Abancay	63	227	411	516	516	517	453	290	2.993
Andahuaylas	48	171	311	390	389	390	343	220	2.262
Ayacucho									
Ayacucho	276	989	1.794	2.254	2.254	2.253	1.977	1.267	13.064
Huanta	50	178	323	406	406	406	356	228	2.353
Cusco									
Calca	32	115	208	261	261	261	229	148	1.515
Cusco	508	1.821	3.302	4.148	4.148	4.149	3.641	2.331	24.048
Quillabamba	61	221	401	503	504	503	442	283	2.918
Huancavelica									
Huancavelica	46	162	295	370	371	371	325	208	2.148
Junín									
Huancayo	394	1.413	2.561	3.219	3.218	3.218	2.824	1.808	18.655
Jauja	29	102	185	234	234	233	204	131	1.352
Puno									
Juliaca	352	1.260	2.286	2.872	2.873	2.872	2.521	1.614	16.650
Puno	161	574	1.042	1.310	1.310	1.309	1.149	735	7.590
Ucayali									
Padre Abad	26	95	171	214	213	215	189	121	1.244
Pucallpa	354	1.267	2.299	2.888	2.889	2.888	2.534	1.624	16.743
Total por año	2.400	8.595	15.589	19.585	19.586	19.585	17.187	11.008	113.535

Fuente: Proinversión, 2019.

A fin de impulsar la masificación en este ámbito, se ha previsto utilizar recursos del Fondo de Inclusión Social Energética (FISE). Estos deben financiar el costo de la conexión doméstica a las familias que no tuvieran cómo pagar la inversión inicial para contar con el suministro de gas. Por este concepto, la empresa concesionaria recibiría 513,58 dólares por costo de conexión por cada consumidor que conecte dentro del número comprometido en el plan mínimo de conexiones. El monto de este subsidio se actualizaría periódicamente.

En marzo de 2019, Proinversión preseleccionó a tres postores para la concesión Centro-Sur y se espera que entregue la buena pro en el segundo semestre del año:

- (1) Consorcio Wapsi Perú (ING Holdings y China Gezhouba Group Company),
- (2) Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) y
- (3) Gas Natural de Lima y Callao S. A. (Cálidda).

Los términos originales del concurso establecieron que la duración de la concesión sería de 32 años y la inversión ascendería a cuatrocientos millones de dólares. En el reporte de Proinversión sobre su cartera de proyectos a julio de 2019, la entidad informó que había disminuido la duración de la concesión a los ocho años que correspondían al plan mínimo de conexiones, además de los dos años de construcción de la infraestructura. Además, confirmó que había rebajado la inversión prevista a doscientos millones de dólares.

En cuanto al insumo para el proyecto, las localidades de Ucayali se abastecerán con gas natural de Aguaytía y las demás ciudades utilizarán el gas del lote 88 de Camisea. Este se transportará mediante gasoductos virtuales hasta las localidades seleccionadas, donde se inyectará a la red de ductos de distribución, salvo en el caso de Ayacucho. En este departamento, TGP construyó un gasoducto de dieciocho kilómetros que conecta las afueras de la ciudad de Huamanga con el gasoducto principal Camisea-Lima.

3.5 Los necesarios subsidios para masificar el uso del gas

La experiencia muestra que para promover el uso del gas natural en los hogares no es suficiente que su consumo sea más barato que el del GLP, el combustible que mayoritariamente se sustituirá en los centros urbanos, sino que hace falta superar la barrera del gasto previo, necesario para poder recibir el servicio. La decisión del Estado de crear y aplicar el mecanismo de promoción y el BonoGas, soluciones parciales, ha mostrado que estos instrumentos son eficaces en propiciar el aumento de la demanda por la instalación de gas natural en los hogares.

3.5.1 El mecanismo de promoción

En 2008, se creó el denominado “mecanismo de promoción”, que cubre o reduce los costos de la inversión inicial por el derecho de conexión, la acometida y la instalación interna para los usuarios del sector doméstico que se ubican en áreas que cuentan con concesiones de distribución de gas (decreto supremo 040-2008-EM, de julio

de 2008¹⁶). Los usuarios deben ser familias de los estratos medio, medio bajo y bajo según los planos estratificados por manzana. Estos han sido definidos por el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI) sobre la base del ingreso per cápita del hogar.

El mecanismo, que se aplicó a partir de 2010, se financia con un cargo en las tarifas que pagan los consumidores de gas natural de todos los sectores y no requiere devolución. Para el periodo 2010-2014, Osinergmin estableció un valor de promoción de 315 dólares por usuario. Durante el periodo 2014-2018, este aumentó a 322 dólares y, finalmente, para el periodo 2018-2022, el mecanismo de promoción solo cubre el derecho de conexión y la acometida. Por esta razón, su valor se redujo a 176 dólares. BonoGas financiará, a partir de este último periodo, el costo de la instalación interna.

Como se puede ver en el gráfico 20, que muestra el número de usuarios con conexiones de gas natural en Lima y Callao, en el periodo 2005-2010, Cálidda efectuó apenas 28.946 instalaciones, mientras que al año siguiente de la aplicación del mecanismo de promoción prácticamente duplicó el número de sus usuarios. Este subsidio al costo inicial de las instalaciones explica el crecimiento sostenido del número de clientes a partir de 2012, cuando se incluye adicionalmente el mecanismo del FISE.

3.5.2 El Fondo de Inclusión Social Energético y el BonoGas

En 2012, se creó el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) como un mecanismo de compensación que recauda recursos de los principales consumidores de electricidad e hidrocarburos, y los canaliza a proyectos que favorecen la inclusión energética de la población vulnerable y de menores recursos (ley 29852, de marzo de 2012).¹⁷

El FISE se financia con contribuciones de tres tipos de aportantes, que se materializan como recargos en las siguientes facturaciones:¹⁸

- (1) la de los usuarios libres de electricidad de los sistemas interconectados;
- (2) la del suministro de derivados de hidrocarburos y de líquidos de gas natural; y, finalmente,
- (3) la de los usuarios de la red de transporte de gas natural.

¹⁶ Instrumento legal correspondiente al Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos.

¹⁷ Este instrumento legal fue modificado por el decreto legislativo 1331, de enero de 2017.

¹⁸ En junio de 2016, días antes de culminar su mandato, el gobierno de Ollanta Humala exoneró de los cargos que financian el FISE al suministro de derivados y a los usuarios que utilizan el sistema de transporte de gas natural con fines de exportación (decreto supremo 012-2016-EM). Con esta medida, el transporte del gas del lote 56 y su transformación en gas natural licuado quedaron exceptuados de efectuar los aportes.

Los fondos recaudados por el FISE deben destinarse a los siguientes fines:

- (1) masificación del uso del gas natural para uso residencial y vehicular;
- (2) subsidio a familias de menores recursos para acceder al GLP;
- (3) complemento del mecanismo de promoción creado el 2008 para favorecer el acceso al gas natural doméstico;
- (4) compensación de la tarifa eléctrica residencial;
- (5) distribución o transporte de gas natural mediante los gasoductos virtuales; y, finalmente,
- (6) compensación para desarrollar nuevos suministros en la frontera energética.

Las prioridades para el uso de los recursos las establece el MINEM, y el fondo lo administra Osinergmin.

Durante los primeros cuatro años de operación (2012-2016), los recursos del FISE se destinaron a la rebaja del precio del balón de GLP para tratar de cumplir el ofrecimiento del entonces candidato Ollanta Humala de venderlo a diez soles. Este direccionamiento político postergó la aplicación de parte de los fondos del FISE a la masificación del gas natural.

En 2016, se creó el Programa para la Promoción de Nuevos Suministros Residenciales de Gas Natural, denominado BonoGas. Este tenía por objetivo financiar parte de los costos de la conexión de gas natural a las viviendas. Los hogares que quisieran acceder a estos recursos debían cumplir cuatro condiciones: (i) que estuvieran ubicados en el ámbito de una concesión de distribución de gas; (ii) que la red de ductos tendida por el concesionario pasara por delante de sus viviendas; (iii) que los predios no debieran tener más de cuatro pisos; y, finalmente, (iv) que se ubiquen en manzanas calificadas como de estrato bajo, medio bajo o medio según el plano estratificado elaborado por el INEI en función del ingreso per cápita del hogar.

En 2016, BonoGas empezó a operar en Lima y Callao, en setiembre, y en Ica, en diciembre. En el caso de Lima y Callao, cubre el servicio de la instalación interna con un punto de conexión en la cocina, mientras que, en el de Ica, incluye este servicio más los costos del derecho de conexión y de acometida.

Osinergmin regula anualmente el precio máximo del costo de la instalación para las concesiones de Cálidda y Contugas.¹⁹

¹⁹ Osinergmin ha establecido que el costo máximo por un punto adicional en la red interna de la vivienda es de 160 dólares.

Cuadro 9. Costo del servicio de instalación interna determinado por Osinergmin (en soles)

Año	Instalación empotrada	Instalación a la vista
2016	1053,3	956,7
2017	1067,9	969,6
2018	1099,8	998,5
2019	1143,8	1041,1

Fuentes: Osinergmin, 2017a, p. 33; 2018b, p. 29; 2019, p. 38; y FISE, 2019.

Las familias deben devolver el financiamiento que reciben de acuerdo con la clasificación de la manzana en la que se ubica la vivienda. Si se les considera como de estrato bajo, no lo reembolsan; si se les considera como de medio bajo, reintegran el 25%; y si se les considera como de medio, devuelven el 50%. El plazo de devolución del préstamo es de diez años, sin intereses, y las cuotas se incluyen en el recibo de consumo mensual.

El número de familias beneficiarias de BonoGas ha aumentado rápidamente. En 2016 fueron solo 16.596 usuarios, pero se incrementaron a 144.968 en 2017 y a 176.030 en 2018. Estas cifras evidencian que, de haberse establecido la masificación como prioridad en el año de creación del FISE, hoy se estaría en un nivel mucho más elevado e incluso de cobertura del servicio de gas natural en las viviendas.

Los distritos con mayor número de usuarios en 2018 fueron San Juan de Lurigancho, Puente Piedra, San Martín de Porres, Carabayllo, Ate, Comas, Villa El Salvador, Villa María del Triunfo y San Juan de Miraflores,. Estos totalizaron 153.615 instalaciones.

Cuadro 10. Hogares atendidos por BonoGas en Lima y Callao

Rubros	Unidad	2016	2017	2018
Familias beneficiadas	Número	16.596	144.968	176.030
Estrato bajo	%	22%	7%	8%
Estrato medio bajo	%	58%	58%	61%
Estrato medio	%	20%	35%	31%

Fuente: Osinergmin, 2017a, p. 34; 2018b, p. 31; y 2019, p. 39.

Los recursos del programa BonoGas han crecido cada año desde su creación, al igual que su participación en la recaudación total del FISE. Si en el 2016 se le asignaron 2,8 millones de soles, menos del 1% del FISE, en el 2018 los recursos

de BonoGas subieron a 193,6 millones de soles, monto equivalente al 32% de la recaudación del FISE.

Si bien es positivo que la masificación adquiera importancia en la asignación del presupuesto del FISE, el problema es que el 99% de estos recursos se concentra en usuarios de Lima y Callao. El departamento de Ica recibe el 1% restante, mientras que los otros dos proyectos de masificación, correspondientes a otras regiones del país, no tienen ningún subsidio para solventar los costos de conexión de los hogares. Y ello se da a pesar de que operan en condiciones más complicadas y con costos más elevados.

3.6 A manera de conclusión

Después de quince años de haberse iniciado la distribución del gas en el sector doméstico, los datos muestran que los avances son muy limitados. De hecho, solo el 8% de los hogares del país acceden al consumo de gas natural.

La dotación del servicio está muy concentrada, ya que el 90% de las 826.411 conexiones domésticas efectuadas hasta el final de 2018 se ubican en Lima metropolitana. A pesar de la centralización del servicio en este espacio, solo el 22,5% de los hogares del departamento de Lima cuentan con gas. Se anuncia que para el año 2021 se tendrá 1,5 millones de conexiones en todo el país, pero eso apenas representará el 13% del total de hogares peruanos y, otra vez, la gran mayoría de beneficiados con el servicio estará en Lima.

El incremento del ritmo de conexiones desde que se inició el otorgamiento de subsidios para sufragar el total o parte de los costos de la conexión inicial muestra que estos mecanismos son indispensables para que la mayor parte de las familias acceda al gas natural. Las cifras muestran que, antes de la aplicación de estos instrumentos, el número de conexiones avanzaba con mayor lentitud. Aun así, el balance de la masificación es poco satisfactorio tanto en los números alcanzados como en la distribución de los beneficios. Estamos lejos de la perspectiva de inclusión y equidad energética que se planteó como prioridad en el Plan de Acceso Universal a la Energía 2013-2022.

CAPÍTULO 4

LOS FRUSTRADOS PROYECTOS DEL GASODUCTO PARA EL SUR PERUANO

Han pasado más de tres décadas desde que se anunció el descubrimiento de las reservas de gas en Camisea y, hasta hoy, la población del sur del país, zona de donde se extrae el recurso, no puede utilizarlo de manera directa en su beneficio. Durante este largo período se han escuchado reiterados compromisos, pero solo se ha asistido a la frustración que ha significado la paralización de un proyecto de gasoducto en curso como producto de la corrupción.

Este capítulo hace un recorrido por el camino seguido y los argumentos utilizados por los diferentes gobiernos para bloquear la posibilidad de convertir el gas natural en un factor de desarrollo y bienestar para la población de esta parte del país. Durante las dos primeras décadas del presente siglo se ha desestimado de plano cualquier inversión en este sentido; ni siquiera se han realizado estudios de mercado o de factibilidad para proyectos destinados a la región. Un argumento repetido insistentemente fue que no existían las condiciones de mercado para asegurar la rentabilidad de esta inversión. Se descartó de plano la posibilidad de subsidiarla con el objetivo de potenciar el crecimiento económico y la industrialización de la macrorregión, así como para lograr el indudable impacto social que genera la masificación del gas en territorios de alta concentración de la pobreza.

Solo a partir del 2008 se puso en agenda la construcción de un gasoducto que transportara el gas a diversos departamentos del Sur. Sin embargo, tanto los proyectos de Kuntur, con el Gasoducto Andino del Sur, como el de Odebrecht-Enagás, con el Gasoducto Sur Peruano, se han quedado en el camino. Hoy está en estudio una tercera opción, sobre la que, cada tanto, el único anuncio oficial es el de su postergación por unos meses más.

4.1 El Sur ausente en los acuerdos del periodo 1988-2008

El amplio debate que se generó a fines de la década de 1980 sobre qué hacer con las enormes reservas de gas descubiertas en Camisea incluyó propuestas para que los recursos contribuyeran al desarrollo descentralizado del país, en especial de las regiones del Sur, y no se reforzara la concentración de la economía en Lima y en la Costa. Sin embargo, el Acuerdo de Bases que firmaron el gobierno de Alan García y Shell el 10 de marzo de 1988, el primer compromiso firme destinado a explotar las reservas de gas natural, excluyó a la región de sus beneficios.

Con el objetivo de frenar la movilización y protesta de los cusqueños por las omisiones del convenio, dos semanas después el gobierno ofreció a la región un gasoducto y otros proyectos. De este modo, el 23 de marzo de 1988 se suscribió el Acta de Lima entre el ministro de Energía y Minas, el presidente de Petroperú, el jefe del Instituto Nacional de Planificación y el presidente de la Corporación Departamental del Desarrollo, y el alcalde provincial del Cusco.

Este es el único documento en el que se plantearon proyectos para la región que serían financiados con los ingresos del gas. Entre estos destaca el gasoducto, un ducto para los líquidos y una planta de fraccionamiento, una central térmica de gas en Quillabamba y una red de distribución de gas doméstico e industrial. No obstante, en el Acta de Lima solo se fijó el compromiso de realizar los estudios de factibilidad, no la construcción de los proyectos. Asimismo, se incluyó la elaboración o actualización de los estudios para una fábrica de caucho sintético, una de cemento y otra de fertilizantes, así como para el ferrocarril Cusco-Camisea-Atalaya. Ninguno de los estudios se llegó a realizar.

Como se sabe, Shell no llegó a firmar el contrato definitivo y abandonó los lotes en octubre de 1988. El proyecto se retomó en mayo de 1996 con el denominado “contrato del siglo”, que suscribió el consorcio Shell-Mobil durante el gobierno de Alberto Fujimori. Este tampoco incluyó una línea sobre la posibilidad de realizar inversiones para llevar el gas a los departamentos del Sur Peruano. El acuerdo fracasó nuevamente y las reservas quedaron sin explotar.

Finalmente, los contratos firmados en 2000 con el Consorcio Camisea, que hicieron posible el inicio de la explotación comercial de las reservas, no consideraron ningún proyecto que pusiera el gas natural a disposición de la población y de la economía del Sur. Ni siquiera como inversiones complementarias en una etapa posterior, una vez que se hubiera desarrollado el mercado del gas en Lima y estuviera garantizada la recuperación de la inversión realizada.

4.2 La falta de rentabilidad como argumento para la marginación del Sur

La opción por la Costa y, en particular, por Lima y Callao prevaleció porque se consideraba como la única posibilidad de desarrollar con cierta rapidez el mercado para el gas, en un país con muy baja demanda por este recurso. Solo así se podría garantizar la rentabilidad de las empresas que invertirían en la ejecución del proyecto. Nunca entraron en consideración otros factores como su potencial para el desarrollo descentralizado y su capacidad para contribuir a revertir la realidad de pobreza y exclusión del sur del país.

Esta visión no era posible porque las reformas de liberalización de la economía, que habían adquirido rango constitucional, prohibían la actividad empresarial del Estado. Por tanto, el proyecto debían desarrollarlo solo empresas privadas. Estas tendrían que asumir el riesgo y guiarse por las reglas del mercado, sin recurrir a subsidios. Se justificaba así la opción de apostar todo por el mercado de Lima y Callao. En ese escenario, las regiones del Sur no tenían oportunidad de competir y las propuestas para llevar parte del gas al Sur se dejaron de lado con la justificación de su falta de rentabilidad.

Sin embargo, como se ha visto, la realidad fue diferente y las empresas no tuvieron que enfrentarse a la incertidumbre de crear el mercado de gas, porque el Estado intervino con el mecanismo de la garantía de red principal (GRP).²⁰ De esta manera, se aseguró a la compañía que construyó el gasoducto y el poliducto Camisea-Lima una demanda que les permitiría cubrir los costos anuales de operación y el mantenimiento de los ductos, recuperar la inversión efectuada y obtener un nivel atractivo de rentabilidad.

El Estado transfirió el costo de la GRP a todos los usuarios de electricidad del país a través de la inclusión de un cargo en los recibos. De acuerdo con la norma, la recaudación debió comenzar con el inicio de la operación comercial del proyecto, pero durante el gobierno de Alejandro Toledo se decidió adelantar el inicio del cobro del cargo de la GRP dos años antes de que se pusieran en operación los ductos (1 de noviembre de 2002). Más aún, se transfirieron los fondos recaudados a la empresa constructora con anticipación (decreto supremo 046-2002-EM, del 29 de octubre de 2002). De esta manera, Transportadora de Gas de Perú S. A. recibió de los usuarios de electricidad del país un pago anticipado por el servicio de 98,4 millones de dólares entre los años 2002 y 2003, mientras construía los ductos, que recién empezaron a operar en agosto del 2004.

La garantía se recaudó durante ocho años y se fue reduciendo conforme la demanda real de gas en Lima y Callao aumentó e igualó el ingreso mínimo que el Estado le había garantizado al transportista mediante la GRP:

Cuadro 11. Recaudación de la garantía por red principal para los ductos Camisea-Lima (miles de dólares)

2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Total
Adelanto		Recaudado durante la operación						
49.189	49.189	54.332	106.799	83.270	67.064	20.850	2.854	433.547

Fuente: Osinergmin, 2017, 2017b, p. 301.

²⁰ Creada por la ley 27133, Ley para el Desarrollo de la Industria del Gas Natural, de junio de 1999.

La GRP estuvo vigente hasta 2012, después de registrar un valor de cero durante tres años seguidos, tal como estableció la normativa.

Asimismo, el MINEM negoció y firmó contratos denominados *take or pay* ('pague lo contratado') con las principales empresas industriales de gas en Lima y Callao. Mediante aquellos, estas se comprometían a pagar por un determinado volumen de gas, lo consumieran o no. Esta modalidad de contratación y su alto consumo del recurso permitieron que el MINEM negociara un mejor precio por el gas.

Posteriormente, el Estado transfirió los contratos al Consorcio Camisea, representada por Pluspetrol, con lo cual este se hizo de una cartera de clientes fijos. Adicionalmente, Electroperú firmó un contrato del mismo tipo con Pluspetrol por setenta millones de pies cúbicos diarios de gas, que representaban más del 15% de la capacidad de transporte del gasoducto.

La situación reseñada muestra que fue necesaria la intervención del Estado para hacer atractiva una inversión que tenía como destino el centro económico del país. Con mayor razón, pudo emplearse esa misma estrategia para dar viabilidad a proyectos orientados a desarrollar el gas natural en beneficio de las regiones productoras del recurso. Si se hubiera hecho así, ello habría significado una transformación de su base energética y un enorme potencial para su desarrollo económico.

Se debe considerar que el costo del subsidio que implicó la GRP se aplicó a los usuarios de electricidad de todo el país, pero no todos percibieron un beneficio directo del servicio de transporte de gas. Sin embargo, esta subvención permitió aumentar la generación de electricidad con nuevas centrales térmicas que se concentraron en Lima y proporcionar energía a sus industrias, con un combustible más barato, eficiente y limpio.

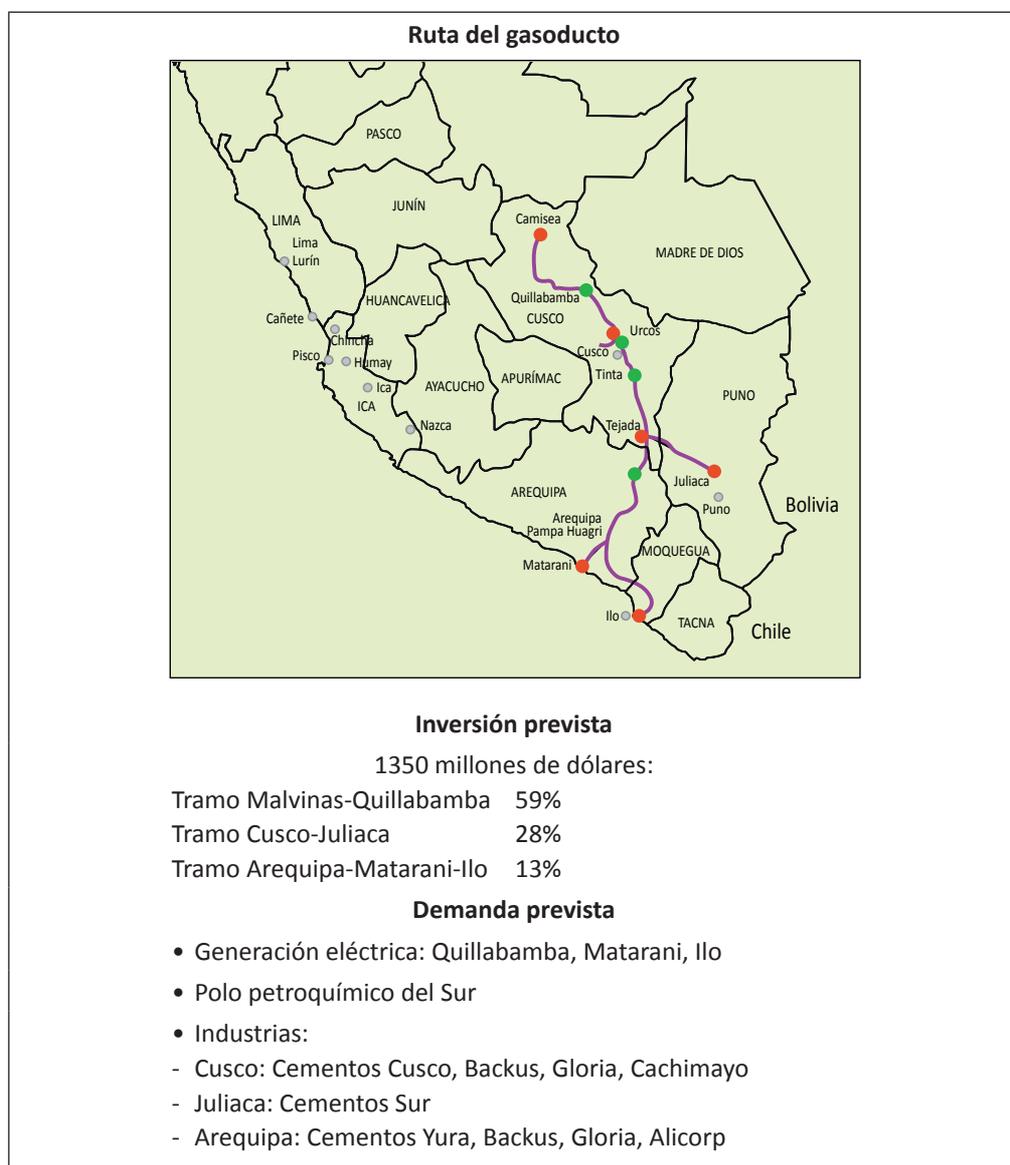
4.3 El Gasoducto Andino del Sur

La construcción de un gasoducto para el Sur se puso en agenda a fines de 2007, durante el segundo gobierno de Alan García. El primer paso fue adecuar las normas para facilitar la concreción del proyecto. Así, en octubre de 2007, se aprobó la ley 29129, que declaró de necesidad e interés público la construcción del gasoducto Camisea-Santa Ana-Cusco y de otros ductos hacia Puno, Huancavelica, Arequipa, Moquegua y Tacna.

En noviembre se modificó el Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Ductos y se eliminaron algunos requisitos para obtener una concesión "a solicitud de parte", modalidad que no requiere licitación o concurso público. En adelante, las solicitudes de las empresas interesadas ya no tendrían que incluir el estudio de impacto ambiental, la propuesta tarifaria, el perfil técnico-económico y el presupuesto del proyecto o las especificaciones técnicas del sistema de transporte. Bastaba solo con un cronograma de trabajo que incluyera los plazos para realizar estos estudios una vez firmado el contrato de concesión.

Cuatro meses después del cambio normativo, en marzo de 2008, la empresa Kuntur Transportadora de Gas solicitó una concesión para construir un ducto troncal de aproximadamente 750 kilómetros. Este haría su recorrido desde Malvinas, cerca de los yacimientos en Camisea, hasta Ilo (Moquegua), pasando por Quillabamba, Urcos, Tinta (Cusco) y Arequipa. Asimismo, se interconectaría con cuatro ramales de 334 kilómetros de extensión hacia las ciudades de Cusco, Juliaca, Matarani e Ilo, respectivamente.

Gráfico 22. Ruta, inversión y demanda prevista para el Gasoducto Andino del Sur



Elaborado con datos de LatinEnergy.

En septiembre del mismo año, el MINEM le entregó la concesión por treinta años para construir el Gasoducto Andino del Sur. La inversión proyectada fue de 1350 millones de dólares, de los cuales la mitad se financiaría con créditos. Las cifras de inversión y el diseño establecidos en el contrato no tenían carácter definitivo, ya que estos se ajustarían en función de los estudios que haría la empresa.

Como garantía de fiel cumplimiento, Kuntur entregó una carta fianza por 67 millones de dólares a favor del Estado, monto que equivalía al 5% del valor de la obra. El gas debía estar disponible para los usuarios del sur del país en septiembre de 2013, y el Estado no tendría que asegurarle ningún ingreso.

Kuntur se creó apenas un año antes de que le entregaran la concesión, con un capital de poco más de dos millones de soles. Formaba parte de Conduit Capital Partners, un fondo de inversiones norteamericanos que, supuestamente, había identificado al Gasoducto Andino del Sur como una oportunidad de negocio. Por ello, estaba dispuesto a invertir más de mil millones de dólares en un sistema de gasoductos en una geografía compleja y a su propio riesgo.

Sin embargo, un mes antes de obtener la concesión, en agosto de 2008, Kuntur había firmado un acuerdo para que Odebrecht participara como constructora exclusiva del proyecto. Posteriormente, la empresa brasileña compró el 51% de las acciones de Kuntur en abril de 2011 y el 49% restante en junio de 2012, con lo que quedó como única propietaria y concesionaria del proyecto.

El anuncio del Gasoducto Andino del Sur permitió al gobierno de Alan García atribuirse el logro de hacer realidad por fin el proyecto de gas para las regiones del sur del país, al haber conseguido que una empresa privada se interesara y decidiera asumir todo el riesgo de invertir. Su anuncio generó expectativa entre la población y las autoridades de las regiones del Sur, que se manifestó en diferentes pronunciamientos de apoyo en abril de 2008. Estos se dieron de parte de los presidentes y vicepresidentes regionales de Arequipa, Puno, Madre de Dios y Apurímac, así como de los alcaldes y representantes de las dieciséis provincias por las que pasaría el gasoducto.

La declaración de los gobiernos regionales expresaba el anhelo de que el gas sirviera como instrumento para promover un polo industrial basado en la petroquímica, así como una plataforma energética para producir electricidad y atender la demanda de gas residencial y vehicular. El pronunciamiento municipal apoyaba el proyecto de Kuntur y reiteraba la exigencia de que las reservas del lote 88 se destinaran exclusivamente al mercado interno y que las regiones del Sur tuvieran prioridad en su utilización.

Cuando debía comenzar la implementación del proyecto, se evidenciaron problemas que pusieron en cuestión su viabilidad y lo fueron retrasando. De este modo, ni siquiera se había iniciado la construcción de los ductos en la fecha en que debía entrar en operación. En estas circunstancias, Kuntur condicionó el inicio de la construcción

a la obtención de un financiamiento estructurado con un conjunto de entidades. A su vez, este se supeditaba a la certificación del volumen de las reservas de gas descubiertas en los lotes 58 (en control de Petrobras) y 57 (en control de Repsol). Dicho financiamiento permitiría firmar los contratos de venta que asegurarían el mercado inicial del gas, del cual dependía la cantidad que sería transportada por el gasoducto. En la medida que todo el proceso iba a demorar, la empresa solicitó un crédito puente a Cofide, que no se llegó a conceder.

En ese contexto, la empresa planteó que su proyecto sería viable solo si existían, por lo menos, seis billones de pies cúbicos de reservas certificadas —aunque en la primera etapa solo se requerían tres billones de pies cúbicos para la central térmica que Electroperú tendría que construir en Quillabamba—. Asimismo, debía asegurarse una demanda suficiente de gas como para operar el gasoducto a un 85% de su capacidad.

A lo anterior, se añadió la solicitud de incluir, a través de adenda al contrato, la construcción de un ducto para el transporte de líquidos de gas natural, que no se había previsto en el diseño original. Esta fue otra razón para retrasar la ejecución del proyecto hasta que se resolviera la nueva solicitud. Posteriormente, se añadió el pedido de contar con el subsidio de la garantía de red principal, igual a la que se empleó en la construcción de los ductos de Camisea hacia la costa.

El estudio de impacto ambiental (EIA) se presentó en agosto de 2010, dos años después de adjudicada la concesión. En dicho documento, el monto de la inversión ya se había elevado a 2500 millones de dólares y el plazo para desarrollar el proyecto, a cincuenta meses después de aprobado el EIA, que fue en junio de 2011. En otras palabras, no estaría listo antes de fines de 2015. En abril de 2012, el representante de Odebrecht, Jorge Barata, anunciaba que la inversión para el proyecto sería de 5000 millones de dólares.

En mayo de 2011, poco antes de terminar su mandato, el gobierno de Alan García aprobó la ley 29690, que promovía la petroquímica basada en el etano y el nodo energético en el sur del Perú. En este marco, extendió la garantía de red principal al Gasoducto Andino del Sur, si se incorporaba el transporte de etano, y autorizó al concesionario y al MINEM a que modificase el contrato vigente para que pudiera adecuarse al nuevo beneficio.

A pesar de las facilidades otorgadas, Kuntur no resolvió ninguna de sus negociaciones y no pudo avanzar con el proyecto. Por ello, en octubre de 2014 renunció a la concesión y solicitó la terminación de su contrato. En ese momento, Odebrecht, dueña de Kuntur, había ganado la licitación para el Gasoducto Sur Peruano y planteó su disposición de transferir los estudios realizados, incluido el de impacto ambiental.

Aun cuando era evidente el incumplimiento de los términos del contrato, el gobierno de Ollanta Humala no ejecutó la carta fianza por 67 millones de dólares. Por el contrario, aceptó devolver la garantía con el argumento de que el proyecto del

Gasoducto Sur Peruano se había superpuesto al del Andino del Sur y, por tanto, lo reemplazaba. Esta circunstancia constituía un factor de fuerza mayor y le otorgaba así un beneficio indebido a Odebrecht.

4.4 El proyecto del Gasoducto Sur Peruano

4.4.1 Creando legislación a la medida

A los seis meses de iniciado el gobierno de Ollanta Humala, comenzaron los cambios normativos para emprender un nuevo proyecto de gasoducto para el Sur, cuando todavía estaba vigente la concesión y las negociaciones de Kuntur con el MINEM. Al parecer, ya era clara la decisión de cancelar la iniciativa que impulsó el expresidente García. El Gasoducto Sur Peruano se presentó como un proyecto complementario, a pesar de que tenía un recorrido muy similar y se sabía que eran excluyentes.

En diciembre de 2011 se aprobó la ley 29817, que declaró nuevamente de necesidad pública e interés nacional la construcción y puesta en operación de un sistema de transporte de hidrocarburos desde Camisea hacia el sur del país. La ley incluyó dos prioridades vinculadas al proyecto: (1) el desarrollo de un polo industrial petroquímico basado principalmente en el etano y (2) la mejora de la seguridad energética.

Posteriormente, se dictaron dos leyes que desarrollaron el último aspecto. En primer lugar, la ley 29852, de abril de 2012, creó el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (SISE), que estaría constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento que el Estado consideraba estratégicas para asegurar el abastecimiento de combustible en el país. La construcción del sistema debía financiarse con un cargo en las tarifas de los ductos que transportarían los líquidos del petróleo y el gas natural.

En segundo lugar, la ley 29970, de diciembre de 2012, declaró de interés nacional el afianzamiento de la seguridad energética del país y el desarrollo del polo petroquímico en el Sur, en especial la obtención y el transporte del etano para esta industria. La norma dispuso la aplicación del mecanismo de ingresos garantizados para reducir el riesgo de las empresas que ejecutasen proyectos de suministro de gas natural y de líquidos cuando estos implicaran una mejora en la seguridad energética del sector eléctrico.

En consecuencia, el dispositivo anterior creó la zona de seguridad energética de Cusco y Ayacucho, específicamente en el área de la planta de separación Malvinas, la estación de compresión Chiquintirca y la estación de regulación y distribución (*city gate*) de Anta. Asimismo, dispuso que los proyectos de transporte de gas natural y de líquidos que se desarrollaran en esa zona contarían con el beneficio de los ingresos garantizados en la medida en que serviría para dar redundancia y aumentar la confiabilidad del sistema, así como para incrementar la disponibilidad del suministro

de gas natural a la central térmica que se construiría en Quillabamba y a la costa sur del país.

Podría verse como un avance que el Estado tome medidas para afianzar la seguridad energética nacional, pero el análisis de las normas muestra que, en verdad, no existió una visión de conjunto del país ni una proyección de lo que se necesita para lograr este propósito. En realidad, lo que hubo fue una mirada estrecha según la cual las leyes debían servir para crear condiciones adecuadas que hicieran viable un determinado proyecto (en este caso, el del Gasoducto Sur Peruano, que se negociaba con Odebrecht), en vez de servir para implementar políticas.

Las normas se limitaron a extender beneficios, a establecer zonas de seguridad energética donde se requiriesen ductos específicos o a garantizar ingresos al inversionista del proyecto, entre otros aspectos. El reglamento de la ley (decreto supremo 005-2014-EM) dejó de lado su razón de ser, la seguridad energética nacional, y se enfocó solo en el sistema integrado de transporte de hidrocarburos. Más allá de eso, solo detalló los procedimientos y garantías, que luego se incorporarían en el contrato del consorcio ganador.

4.4.2 Características del proyecto

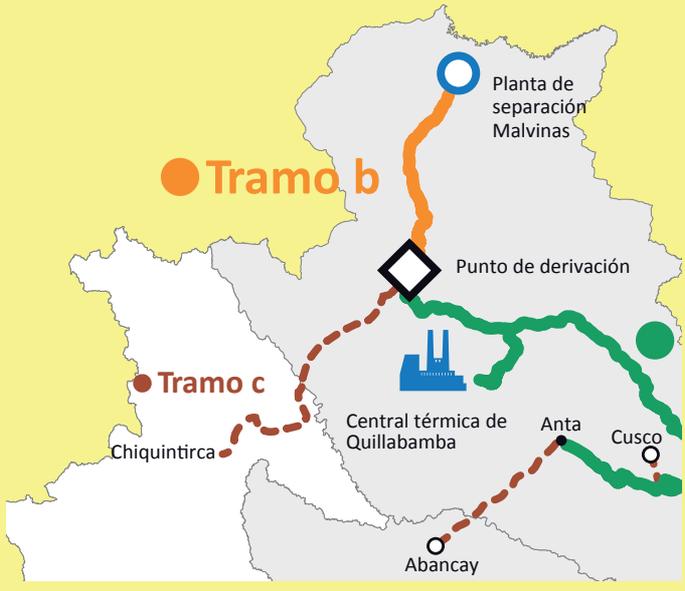
Con el nuevo marco legal, Proinversión convocó, en febrero de 2013, a un concurso internacional para entregar en concesión el proyecto Mejora de la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, con un costo referencial de 7800 millones de dólares. El proyecto se consideró como una asociación público-privada (APP) en la modalidad autosostenible.²¹

Tal como lo expresa el nombre de la convocatoria, el proyecto se orientaba a cumplir dos objetivos:

- (1) en primer lugar, brindar seguridad energética al sistema de transporte por ductos de Camisea a Lima, creando redundancia con la construcción de ductos paralelos (de gas y de líquidos) entre la planta Malvinas (Camisea) y la estación de Chiquintirca (Ayacucho); y, en segundo lugar,
- (2) garantizar la disponibilidad de gas natural en el sur del país para su uso como fuente energética e insumo industrial.

²¹ Conviene precisar que Proinversión le dio a la APP el carácter de autosostenible, a pesar de que se aprobó el empleo del mecanismo de ingresos garantizados. Como su nombre lo indica, una APP autosostenible es la que puede generar suficientes ingresos para cubrir sus costos y obtener la rentabilidad esperada a partir de la demanda y los precios del propio proyecto, razón por la cual no necesitan ni financiamiento ni garantías del Estado. No fue el caso del Gasoducto Sur Peruano, que contó con el beneficio de la garantía de red principal. Al recibir la calificación de autosostenible, obvió el tránsito por el sistema de inversión pública (antes SNIP y hoy Invierte.pe).

Gráfico 23. Características resumidas del proyecto

Zona de seguridad energética entre la planta Malvinas y la estación de Chiquintirca	
Creación de redundancia en el sistema de transporte de gas natural y de líquidos de gas natural Camisea-Lima mediante ductos paralelos	
Tramo B Planta Malvinas-Punto de conexión/ derivación (16% del costo total; incluye el tramo C)	Construcción de un gasoducto 83,5 km y 32 pulgadas Capacidad: 1500 MMpcd
	Construcción de un poliducto 83,5 km y 24 pulgadas Capacidad: 130 Mbd
Tramo C Punto de conexión/derivación-Estación Chiquintirca	Estudios FEED y EIA Gasoducto para 1500 MMpcd Poliducto para 130 Mbd
	
Troncal del Gasoducto Sur Peruano	
Construcción de un gasoducto de 858 km de longitud y 32 pulgadas de diámetro, con capacidad para transportar 550 millones de pies cúbicos diarios de gas. Construcción de tres gasoductos secundarios, que saldrán de la troncal. Estudios para los gasoductos regionales.	
Tramo A1 Punto de conexión-Urcos (27% del presupuesto)	Incluye dos gasoductos secundarios: A la central térmica de Quillabamba (48 km, 14 pulgadas) A Cusco-Anta (57 km, 14 pulgadas)

<p>Tramo A2 Urcos-Ilo (57% del presupuesto)</p>	<p>Incluye un gasoducto secundario a la CT Mollendo (27 km, 24 pulgadas)</p>
<p>Estudios para los gasoductos regionales</p>	
<p>Estudios FEED y EIA Puntos de conexión con los futuros gasoductos regionales</p>	<p>Desde la troncal del GSP saldrán luego cinco gasoductos regionales a las siguientes ciudades: Abancay, Juliaca, Arequipa, Moquegua, Tacna</p>
<p>Construcción de otras instalaciones</p>	
<p>City gates</p>	<p>Quillabamba, Anta, Cusco</p>
<p>Puntos de entrega</p>	<p>Quillabamba, Anta, Cusco, CT Mollendo, CT Ilo</p>



Fuente: Elaboración propia sobre la base de los datos Proinversión y Osinergmin.

En junio de 2014 otorgó la buena pro al consorcio Gasoducto Sur Peruano (GSP) formado por Odebrecht (75%) y Enagás de España (25%). Para participar en el concurso, la empresa brasileña transfirió sus acciones de Kuntur a otra compañía del grupo. El consorcio ofreció 7328 millones de dólares por el costo del servicio del proyecto, que incluyó la inversión (4600 millones de dólares) y los costos de operación y mantenimiento (2728 millones de dólares). Estos últimos representaron más de un tercio del costo total, proyectados por los treinta años de funcionamiento del gasoducto con una tasa de interés del 12%.

El plazo de la concesión fue de 34 años, prorrogable sucesivamente por periodos de diez años, hasta un máximo acumulado de sesenta. La puesta en operación comercial debía ocurrir luego de 56 meses de iniciado el proyecto, en los que se construiría un gasoducto principal de 858 kilómetros, dos ductos de seguridad de 84 kilómetros cada uno y cuatro ramales de 134 kilómetros. En total, se implementarían 1160 kilómetros de ductos.

No deja de sorprender la notable diferencia que hay en los montos de inversión de este proyecto con los que implicó la construcción de los ductos que llevaron el gas de Camisea a Lima y que también contaron con ingresos garantizados. Fueron 700 kilómetros con un costo de 1000 millones de dólares, de los cuales se garantizaron ingresos por 450 millones de dólares. Incluso si se tiene en cuenta el gran incremento del precio del acero, el aumento del costo de la mano de obra y la complejidad de la geografía, el salto es muy grande. Por tanto, el asunto es saber si contratar y garantizar ingresos por el costo del servicio —y no solo por la inversión— es lo que más conviene al país, pues se están cargando los costos de operación y mantenimiento que las empresas proyectan para más de tres décadas.

En función del futuro polo petroquímico en el Sur, las características de algunos gasoductos debían permitir el flujo de gas natural enriquecido hasta con 25% de etano. Esta obligación quedaría eliminada si el Estado entregaba en concesión el sistema de transporte de líquidos, y el etano se transportaba por ese medio.

4.4.3 Cierre financiero, cláusula anticorrupción y paralización del proyecto

En setiembre de 2015, el Grupo Graña y Montero (G&M) se convirtió en socio del proyecto con una participación de 20% en el consorcio ganador y un aporte de 215 millones de dólares. La cuota de Odebrecht bajó al 55% y la de Enagás se mantuvo en el 25%. En el momento en el que ingresó la empresa peruana, ya se había dado a conocer el caso Lava Jato en Brasil, la trama de corrupción más grande en la historia de ese país, y Marcelo Odebrecht estaba detenido e iba a ser juzgado por delitos de corrupción y lavado de dinero. No obstante, la transacción incrementó las acciones de G&M en la Bolsa de Lima en casi 10% por el panorama positivo que ofrecía su incorporación al proyecto y la posibilidad de obtener futuros contratos por

aproximadamente 1000 millones de dólares (Acciones de Graña vuelan tras el ingreso al Gasoducto Sur Peruano, 2015).

De acuerdo con lo establecido en el contrato y las prórrogas otorgadas posteriormente, el consorcio debía acreditar el cierre financiero a más tardar el 23 de enero de 2017. Hasta esa fecha, debía demostrar que contaba con el financiamiento para cumplir con todos los compromisos adquiridos al obtener la concesión del gasoducto. Si no lo lograba, el Estado podía terminar la concesión y ejecutar la garantía de fiel cumplimiento.

Una vez que se conoció el escándalo de corrupción en Brasil, en el que Odebrecht era un actor principal, el consorcio no logró cerrar favorablemente la negociación que tenía en marcha con 22 entidades financieras por un monto de 4125 millones de dólares. El intento de vender la participación de Odebrecht en el consorcio a las empresas Sempra (norteamericana) y Techint (italo-argentina) tampoco prosperó. Esta circunstancia se debió principalmente a que el contrato incluía una cláusula anticorrupción que podía llevar a que el gobierno lo resolviera. Si bien la empresa negó en ese momento que hubiera incurrido en actos de corrupción para beneficiarse con la concesión del Gasoducto Sur Peruano, lo cierto es que era considerada por estos potenciales postores como un factor de alto riesgo. La cláusula anticorrupción es la número 5 y reza como sigue a continuación:

Cláusula 5. Declaraciones del concesionario y del concedente

5.1.6. Pago indebido

El concesionario, ninguno de sus accionistas, socios o empresas vinculadas, ni cualquiera de sus respectivos directores, funcionarios, empleados, asesores, representantes legales o agentes, ha pagado, recibido, ofrecido, ni intentado pagar o recibir u ofrecer, ni intenta pagar o recibir u ofrecer en el futuro ningún pago o comisión ilegal en relación con la concesión, el contrato y el concurso.

Por eso, los bancos y el nuevo consorcio Sempra-Techint se mostraron interesados en que se modificara la cláusula, pues no estaban dispuestos a poner en peligro su inversión si el gobierno decidía resolver el contrato por medio de la mencionada cláusula. En noviembre de 2016, el gobierno decidió no alterarla.

El 24 de enero de 2017, la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas comunicó al consorcio, por la vía notarial, la terminación de la concesión del Gasoducto Sur Peruano por causa imputable al concesionario, al no haber acreditado el cumplimiento del cierre financiero dentro del plazo legal. En consecuencia, se ejecutó la carta fianza por 262,5 millones de dólares. La original fue por 350 millones de dólares, pero, el consorcio tenía, de acuerdo con el contrato, la posibilidad de que se fuera reduciendo el monto en función de los avances.

4.4.4 El monto de la inversión realizada en el Gasoducto Sur Peruano

En febrero de 2017, se aprobó el decreto de urgencia 001-2017. En sus considerandos, se afirma que no existe marco legal que indique al Estado qué hacer cuando la concesión termina antes de que entre en operación comercial. Por tanto, se limitó a encargar, a Osinergmin, la contratación de una empresa administradora de los bienes de la concesión para evitar su deterioro o pérdida mientras definían cómo los transferían a otros inversionistas privados. En junio de 2017, la entidad supervisora firmó un contrato por 46,9 millones de dólares con la empresa colombiana Estudios Técnicos SAS (ETSA) para que administrara los bienes por un año, que luego se han prorrogado hasta el 31 de diciembre del 2019 por 42,8 millones de dólares adicionales.

Por otro lado, según la cláusula 20 del contrato, el Estado debería subastar la concesión en el lapso de un año, y eso permitiría obtener recursos para pagar las deudas y resarcir el monto invertido por los socios del consorcio GSP. Cumplir con esta última disposición requiere determinar el valor contable del avance del proyecto, es decir, valorizar las obras ejecutadas.

En el último Informe de supervisión y fiscalización al proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano, que corresponde a enero de 2017, la División de Supervisión de Gas Natural de Osinergmin indicó que el avance general del proyecto era de 38% y que, sin embargo, debía haber alcanzado el 78% para ese año.

Cuadro 12. Avance físico del proyecto al 22 de enero de 2017

Rubros	Peso en la estructura actividades	Avance previsto	Avance real
	(en porcentaje)	(en porcentaje)	(en porcentaje)
Relaciones comunitarias, estudio de impacto ambiental, servidumbres	6,4	99,0	66,1
Ingeniería	1,7	90,7	90,8
Abastecimiento y logística	25,3	97,4	73,3
Accesos, acopios, campamentos	9,0	92,4	80,5
Construcción y montaje	56,6	65,3	11,0
Comisionamiento-periodo de pruebas	1,0	35,1	0,0
Avance general	100,0	78,2	37,8

Fuente: Osinergmin, 2017c y CGR, 2017.

Por su parte, el informe de enero de 2017 señaló que el avance en el rubro de construcción y el montaje era solo del 11%, cuando debió ser del 65% para ese momento. Con el 57%, este es el grupo que tiene el mayor peso en la estructura de actividades. El lento desempeño se tradujo, por ejemplo, en que al momento de terminar la concesión en enero tendría que haberse culminado la construcción de los ductos de los tramos B y A1, pero no se había llegado ni al tercio, y las estaciones (*city gates*) ni siquiera se habían empezado, a pesar de que debió reportarse un 80% de avance en esa fecha.

Cuadro 13. Avance en el rubro de construcción y montaje al 22 de enero de 2017

Actividad	Avance previsto	Avance real	Estado
	(en porcentaje)	(en porcentaje)	
Tramo B	100,0	27,4	Retrasado
Tramo A1	100,0	13,4	Retrasado
Tramo A2	12,8	0,3	Retrasado
Estación de compresión	30,8	6,3	Retrasado
Estaciones (<i>city gates</i>), puntos de conexión y entrega	79,5	0,0	Retrasado
Avance en construcción y montaje	65,3	11,0	Retrasado

Fuente: Osinergmin, 2017c.

De acuerdo con los informes de monitoreo de Osinergmin al proyecto, la construcción del tramo A2, de la estación de compresión de Echarate y de las estaciones (*city gates*), así como de los puntos de conexión y los de entrega, no mostraron ningún avance desde mayo de 2016. Al parecer, las dificultades del consorcio para lograr el financiamiento fueron paralizando algunas obras meses antes de la terminación del contrato. Se debe considerar que el plazo límite para llegar al cierre financiero —23 de enero de 2017— se amplió dos veces, por un total de diez meses. En otras palabras, estuvo programado originalmente para marzo de 2016.

Se evidencia un gran contraste con la expectativa que se produjo en noviembre de 2014, cuando la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MINEM aceptó la transferencia del estudio de impacto ambiental que elaboró Kuntur el 2011 para el consorcio Gasoducto Sur Peruano (oficio 2376-2014-MEM/A AE). Se suponía que esto iba a ahorrar dieciocho meses de trabajo y permitiría que el gasoducto estuviera listo en el 2017. Como se puede ver, a inicios del año había escaso avance en la construcción.

El avance del 37,8% en las actividades, tal como lo estableció Osinergmin, representó una inversión acumulada de aproximadamente 1678 millones de dólares.

Cuadro 14. Inversión acumulada en el proyecto al 22 de enero de 2017

Rubros	Peso en el monto de la inversión	Distribución del monto de inversión	Avance físico	Cálculo de la inversión realizada
	(en porcentaje)	(miles de USD)	(en porcentaje)	(miles de USD)
Relaciones comunitarias, EIA, servidumbres	4,0	176.993	66,1	116.939
Ingeniería	0,8	34.013	90,8	30.897
Abastecimiento y logística	15,7	694.509	73,3	509.353
Accesos, acopios, campamentos	22,6	999.784	80,5	804.726
Construcción y montaje	44,3	1962.004	11,0	216.409
Comisionamiento y periodo de pruebas	12,7	563.883	0,0	0
Total inversión	100,0	4 431 186	37,8	1 678 325

Fuente: Osinergmin, 2017c y Contraloría General de la República, 2017.

4.4.5 El reclamo de Enagás ante el Centro Internacional de Arreglos de Diferencias Relativas a Inversiones

Hasta ese momento no se había determinado ningún procedimiento legal para actuar en este caso: no se habían valorizado formalmente los bienes, ni se había definido si se devolvería lo que el consorcio reportase como inversión efectuada para concluir con los pendientes de la concesión. En medio de esta indefinición, surgieron controversias entre el Estado y las empresas del consorcio, y entre estas mismas.

En julio de 2018, Enagás inició un proceso de arbitraje internacional contra el Estado peruano en el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) por 511 millones de dólares, monto que la empresa considera era el valor de lo que había invertido en el Gasoducto Sur Peruano. Seis meses antes, en diciembre de 2017, había comenzado un proceso de trato directo, pero no se llegó a ningún acuerdo.

Un año después, en julio de 2019, Enagás informó que la valorización del total de la inversión realizada, que habían efectuado peritos independientes contratados por la empresa, ascendía a 1980 millones de dólares. El valor de la demanda al CIADI se incrementó a esa cifra. En el caso que la entidad fallara a su favor, habría que deducir los pagos a los proveedores, acreedores y otros de ese monto. Solo después correspondería resarcir a los accionistas. Por eso, Enagás anunció que el monto que esperaba recibir, 408 millones de euros, se mantenía en una magnitud similar a la incluida en la demanda que presentaron en julio de 2018.

Las audiencias del tribunal del CIADI se debieron iniciar en septiembre de 2019, en circunstancias en las que Odebrecht había reconocido haber incurrido en sobornos. La denominada “cláusula anticorrupción”, contenida en el contrato, es muy clara al incluir a los socios del consorcio como corresponsables de cualquier pago ilícito. La cláusula no diferencia entre pagos a privados o a funcionarios del Estado, sino que se refiere a todo tipo de pago indebido hecho en relación con la concesión, el contrato y el concurso. En ese sentido, la defensa del Estado cuenta con un argumento sólido para enfrentar la demanda de Enagás, a lo que se suma la incorporación de la empresa Graña y Montero, también socia del consorcio Gasoducto Sur Peruano, como colaboradora eficaz de la Fiscalía.

La investigación penal del Ministerio Público acusa tanto a la exrepresentante legal del consorcio como al responsable del comité de Proinversión por los delitos de negociación incompatible y colusión agravada, así como por la concertación del otorgamiento de la buena pro al consorcio.

Recuadro 2. El mecanismo de ingresos garantizados para el financiamiento del Gasoducto Sur Peruano

La ley 29970 permitió otorgar, al consorcio Gasoducto Sur Peruano, la garantía por red principal (GRP) al ampliar este beneficio a los proyectos de suministro de gas natural y líquidos de gas natural que permitieran afianzar la seguridad energética. La norma que creó la GRP (ley 27133, de junio de 1999) la había previsto únicamente para los gasoductos que destinaran la mitad de su capacidad a suministrar gas para los generadores eléctricos.

Con este fin se crearon tres mecanismos de recaudación de fondos:

- (1) el cargo por afianzamiento de la seguridad energética (CASE), como un cargo adicional al peaje del sistema principal de transmisión de electricidad que se incluiría en los recibos de electricidad de todos los usuarios finales;
- (2) el cargo tarifario al Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos (cargo tarifario SISE), que se cobraría a los consumidores de combustibles líquidos; y, finalmente,
- (3) la tarifa regulada de seguridad (TRS), que también se cobraría a los consumidores de gas natural.

La recaudación de los recursos se inició antes de que entrara en operación el proyecto, mientras se construía la infraestructura, con la justificación de disminuir su impacto en las tarifas. A este mecanismo se le denominó “adelanto de los ingresos garantizados” (AIG), y los fondos que recaudó se transfirieron a un fideicomiso administrado por el Estado. La razón de ello fue que, durante la etapa preoperativa, estos no podían trasladarse al consorcio.

De esta manera, se aseguró, al contratista, un ingreso mínimo anual equivalente al transporte de 500 millones de pies cúbicos diarios de gas. El Estado se obligó a pagarle la diferencia entre el volumen de gas que transportaba realmente —que dependía de la demanda existente— y la cantidad comprometida. Conforme aumentaran los consumidores de gas, la garantía por red principal debía reducirse hasta llegar a cero.

Osinergmin quedó como la entidad responsable de administrar los cargos, determinar las tarifas anuales para recaudar el AIG y diseñar el procedimiento para aplicarlo. El AIG se comenzó a recaudar en mayo de 2015 durante veinte meses, hasta que se dio por terminado el contrato de concesión con el consorcio Gasoducto Sur Peruano, en enero de 2017.

En marzo de 2017, el Congreso aprobó la ley 30543, que no solo eliminó el cobro de estos conceptos sino que dispuso la devolución de los recursos que se habían acumulado hasta ese momento. En un contexto de destape de la corrupción de Odebrecht, el Congreso apareció recogiendo una demanda popular, sobre todo porque se dio a entender que se había cobrado a todos los usuarios dineros que fueron a parar a la empresa corrupta. Como era obvio, los recursos no estaban en manos de la compañía brasileña sino depositados en el fideicomiso administrado por el Estado. De otra manera, no se hubieran podido reembolsar.

La devolución de los recursos recaudados tomó un año, todo el 2018. El proceso involucró no solo a las empresas generadoras y a las distribuidoras de electricidad, sino también al concesionario del sistema de transporte de gas natural por ductos de Camisea a Lurín; a los concesionarios de distribución de gas natural por red de ductos de Lima, Callao e Ica; así como a los productores e importadores de combustibles líquidos, GLP y otros productos derivados de los líquidos de gas natural. Todos ellos tuvieron que recolectar la información de la demanda y los consumos de sus usuarios finales, pues el monto de la devolución dependió del consumo de cada uno de ellos.

A esto se suma que la mayor parte de los recursos se recaudaron en soles y se transfirieron al fideicomiso en dólares. Posteriormente, hubo que pasarlos nuevamente a soles, para depositarlos en la cuenta del Banco de la Nación que abrió Osinergmin para hacer las devoluciones. Este hecho generó diferencias de tipo de cambio y el pago del ITF para todas las transacciones.

En total se devolvieron 336 millones de soles y 4,7 millones de dólares a un número aproximado de 6,4 millones de usuarios de electricidad que pagaron el CASE, 500 clientes que pagaron el SISE y 10 usuarios que pagaron la TRS (Osinergmin, 2018).

Suspender el cobro de los cargos parecía un procedimiento lógico. De hecho, para eso no se necesitaba la ley, pues Osinergmin había suspendido la aplicación de los tres conceptos dos días después de que terminó la concesión (resolución 011-2017-OS/CD, del 26 de enero). En cambio, es discutible haber decretado la devolución del fondo acumulado de manera precipitada, sin que se hubiera analizado y decidido cómo dar continuidad al proyecto y, en especial, cómo financiarlo.

Existen distintos puntos de vista sobre la pertinencia de trasladar a los usuarios los costos que implican ciertos proyectos de ampliación y seguridad energética, o de inclusión de sectores sociales en la masificación del gas. Se afirma que el empleo de este mecanismo encarece el costo de la electricidad en el Perú, cuando precisamente la ampliación de la generación debería reducirlo. En vez de cargar costos a los usuarios, se propone usar recursos del Tesoro Público para financiar estos proyectos.

El diseño del financiamiento del Gasoducto Sur Peruano se basó en la garantía de los ingresos para los concesionarios del proyecto. Además, la garantía se extendió a las centrales térmicas que se construyeron como proyectos independientes, pero que forman parte del nodo energético que constituye parte de la demanda de gas que hace viable el proyecto del GSP.

El mecanismo se había usado también para asegurar la rentabilidad del gasoducto y el poliducto de Camisea a la costa, pero el monto resultó mucho menor porque solo se cargó la inversión, mientras que en el proyecto del Gasoducto Sur Peruano se incluyeron también los costos de mantenimiento y operación por más de treinta años. Evidentemente, esta fórmula de contratación encarece el valor de la garantía por red principal y es necesario evaluar si esto es necesario y lo más conveniente para el país.

Lo cierto es que la GRP y la garantía de ingresos mínimos lo emplean muchos países, incluso con el auspicio del Banco Mundial, para proyectos de infraestructura que tienen una gran rentabilidad social, pero que no son viables si se los deja librados a los términos del mercado. Su concreción requiere que el Estado participe a través de este tipo de garantías. Estas permiten iniciar la ejecución de un proyecto con potencial para consolidar una demanda que lo haga rentable, pero que en la fase inicial es incierta y no permitiría cubrir la recuperación de la inversión y los costos operativos de manera competitiva.

A inicios de la década de 2000, todos los peruanos aportaron para que el gas de Camisea llegara a la costa, pero no todos recibieron sus beneficios de manera directa. Esta vez no solo se hubieran favorecido las regiones del Macrosur, sino todas, porque la sustitución de diésel por gas para generar energía eléctrica reducirá en el mediano y largo plazo el costo de las tarifas eléctricas. Sin embargo, el gobierno parece inclinado a no emplear el mecanismo de ingresos garantizados sino los recursos del Tesoro Público.

4.5 Balance de la acción del gobierno de Martín Vizcarra frente al gasoducto para la macrorregión Sur

4.5.1 *El estancamiento del proceso*

El Gasoducto Sur Peruano terminó en una nueva frustración para las regiones del sur del país. Se avanzó muy poco en la construcción de la infraestructura y está en marcha un arbitraje internacional que podría implicar que se pague por una inversión que, en la práctica, enfrenta la posibilidad de deteriorarse y perderse.

En este contexto, el gobierno de Martín Vizcarra no ha dado señales claras sobre el procedimiento ni los plazos para dar continuidad al proyecto. En marzo de 2017, el MINEM encargó a Proinversión los estudios de preinversión para elaborar el proyecto denominado Sistema Integrado de Transporte de Gas Zona Sur del País (SITGAS). Proinversión contrató a la empresa consultora británica Mott MacDonald Limited para que hiciera el estudio en dos etapas: (1) selección de la mejor alternativa para el desarrollo del proyecto, a partir de información secundaria y (2) desarrollo del proyecto a partir de fuentes primarias para obtener su viabilidad. En ese momento, Proinversión anunciaba que la licitación se convocaría a fines de ese año.

Desde entonces, los distintos ministros de Energía y Minas que han ejercido la cartera han ido postergando la fecha de la licitación que se convocaría con los resultados del estudio: de octubre de 2017 pasó a mediados de 2018 y después a fines de 2018. En enero de 2019, se anunció que quizá para el segundo semestre de 2020. Desde febrero de este año, el ministro ya no ha querido fijar una fecha. Todo parece encaminado a que esta licitación quede bajo la responsabilidad de un nuevo gobierno.

Durante el gobierno de Pedro Pablo Kuczynski prevaleció la idea de que esta inversión debía financiarla íntegramente el sector privado. Se criticó la decisión del gobierno de Humala de haber extendido la garantía de red principal al proyecto del Gasoducto Sur Peruano, y los tres ministros que pasaron por el despacho anunciaron que la nueva iniciativa no usaría esta forma de financiamiento, pero no explicaron la fórmula que utilizarían. En enero de 2018, el director ejecutivo de Proinversión, Alberto Ñecco, consideraba que la modalidad de ejecución dependería, en realidad, del diseño final que tendría el proyecto.

El gasoducto de Camisea a Lima, el más rentable porque se dirigía a las ciudades de mayor concentración económica y demográfica, donde se podía crear rápidamente el mercado para el gas, requirió subsidio. El de Kuntur no lo previó y después lo solicitó, pero este no se aprobó y el proyecto nunca se echó a andar. Para el Gasoducto Sur Peruano se hicieron un sinnúmero de modificaciones legislativas con la finalidad de garantizarle ingresos. La revelación de la corrupción de Lava Jato contribuyó decididamente a la paralización del proyecto y no hubo oportunidad de validar el mecanismo. Queda claro que ningún proyecto de construcción de los ductos vinculados al gas de Camisea estuvo exento de algún mecanismo de subsidio para

los inversionistas. Resulta difícil imaginar que el proyecto SITGAS no requiera una fórmula de este tipo.

4.5.2 Las opciones evaluadas por la consultora Mott

La empresa Mott MacDonald elaboró tres reportes para Proinversión y el MINEM. El último fue entregado en diciembre de 2018. El informe final se anunció para marzo y, finalmente, su fecha de entrega se extendió al primer semestre de 2019. Sin embargo, hasta septiembre no se había dado a conocer el informe.

Son tres las rutas que la consultora evaluó con la finalidad principal de llevar el gas hasta la Costa Sur, donde se ubica el nodo energético constituido por las termoeléctricas de Mollendo en Arequipa, a cargo de Engie, y de Ilo en Moquegua, a cargo de Kallpa. Estas rutas fueron las siguientes:

- (1) **Llegar a Matarani por el mar.** Una alternativa que se planteó es transportar el gas de manera virtual, en forma de gas natural licuado (GNL) por buques-tanques hasta una planta de regasificación en el Sur, posiblemente en Matarani. Esta propuesta sería solo transitoria para que las centrales termoeléctricas puedan operar con gas en vez de diésel, hasta que concluya la construcción del gasoducto, en cualquiera de las dos opciones que siguen.
- (2) **Llegar a Ilo por la Costa.** Otra opción del estudio es llevar el gas al Sur a través de un ducto por la Costa, que podría iniciarse en la derivación de Humay del gasoducto que opera actualmente Transportadora de Gas del Perú (TGP). Una decisión de este tipo excluiría totalmente al proyecto del gasoducto por el Sur Andino, pues le cerraría la demanda de gas de las centrales del nodo energético, que se abastecerían del ducto costero. En estas condiciones, el gasoducto a los departamentos de Cusco, Apurímac, Arequipa y Puno sería inviable. La empresa colombiana Contugas, del Grupo Energía de Bogotá, es una de las interesadas en esta propuesta porque podría extenderse el ducto que opera para distribuir gas en Ica y que hoy llega hasta Marcona. Yendo más al sur, podría suministrar gas a las termoeléctricas de Mollendo e Ilo, así como a Naturgy, la empresa que distribuye gas en Arequipa, Ilo, Moquegua y Tacna mediante camiones cisterna (sistema de gasoducto virtual) que parten de Cañete.
- (3) **Llegar a Ilo por el Sur Andino.** Mantener el diseño del Gasoducto Sur Peruano es la opción que se ha planteado como la más adecuada. El ministro de Energía y Minas ha explicado que la consultora Mott considera que seguir la ruta original permitiría concluir más rápido el proyecto y su entrada en operación comercial. Las otras opciones tomarían dos años más.

4.5.3 Algunas precisiones en un marco general de indefinición

Al término del primer semestre de 2019, la información proporcionada por el MINEM permite afirmar que se quiere mantener el trazo del Gasoducto Sur Peruano y descartar las dos primeras propuestas. Concretamente, el proyecto SITGAS por el Sur Andino tiene las siguientes características:

- (1) Se considerará como una asociación público-privada cofinanciada, en la cual el Estado aportará una parte de la inversión. No se ha precisado aún la forma del cofinanciamiento, pero se ha afirmado que será diferente del cargo por red principal, incluido en el recibo de electricidad. Además, se empleará el sistema de Invierte.pe, y eso requiere la declaración de factibilidad del proyecto y, por tanto, un prolongado proceso de aprobación.
- (2) El proyecto incluirá también la construcción del tramo de redundancia, con un gasoducto y un poliducto que correrán paralelos a los que opera TGP en la zona de selva. Ello servirá para dar mayor seguridad al transporte de gas de Camisea a Lima y Callao (el denominado tramo B del proyecto del Gasoducto Sur Peruano).
- (3) El tramo del gasoducto que pasará por el Sur Andino propiamente dicho se dividirá en dos etapas. El primer tramo iría hasta Anta, que podría entrar en operación el año 2022 (su proyección es muy similar al tramo A1 del proyecto anterior). Su trazo permitiría el abastecimiento de la futura central térmica de Quillabamba y la construcción de un gasoducto secundario para suministrar gas natural a la ciudad de Cusco. Por su parte, el segundo tramo iría de Anta a Ilo (la proyección de este es muy similar al tramo A2 del proyecto anterior), pero no se ha establecido una fecha para su realización. Este hecho daría entender que no se tiene nada definido al respecto.

Sería muy difícil para el presidente Martín Vizcarra justificar que las regiones del Sur Andino queden nuevamente fuera de este proyecto, pues el único propósito de esta inversión no es solo abastecer el nodo energético del Sur, sino también generar el mayor beneficio posible al país en su conjunto. Es necesario que se cuente desde el inicio con un diseño integral del proyecto hasta Ilo, para asegurar la viabilidad económica del conjunto. De lo contrario, se corre el riesgo de ejecutar solo una primera etapa y postergar indefinidamente el objetivo de brindar gas y líquidos de gas natural a los usuarios de Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna.

Ciertamente, una vez que se defina el camino por seguir será necesario realizar un estudio de detalle que haga posible convocar a la licitación, y eso no sucederá antes de 2020. Con los plazos de convocatoria y adjudicación de un concurso de esta naturaleza, la entrega de la concesión posiblemente ocurra en el segundo semestre de 2022 y la construcción no culmine antes de 2025.

Cada vez será más complicado manejar las expectativas insatisfechas de la población y de sus autoridades. Por ejemplo, el gobernador regional de Cusco, Jean Paul Benavente, ha manifestado como objetivo de su gestión iniciar el proceso de masificación del uso de gas natural en el corto plazo. Hasta que llegue el gas por ducto, esta autoridad local propone la utilización de sistemas de gasoductos virtuales con gas natural y el avance en la evaluación e implementación de gasocentros, de talleres de reconversión de vehículos a GNV y de plantas de gas natural comprimido o licuado, entre otros. “El Cusco no aguanta un año más sin gas de Camisea”, le planteó al ministro de Energía y Minas.

4.6 Razones que sustentan el proyecto SITGAS por el Sur Andino

4.6.1 Existen las reservas

Así como la viabilidad económica del proyecto SITGAS por el Sur Andino depende de asegurar una demanda inicial de gas con potencial para ampliarse sostenidamente, es imprescindible que existan reservas suficientes para garantizar la oferta correspondiente. Según el MINEM, existen reservas disponibles en el lote 88, equivalentes a 400 millones de pies cúbicos diarios de gas para iniciar el proyecto. A esta, luego se pueden sumar las del lote 58, que desarrolla la empresa china CNPC (Saldarriaga, 2018).²² La producción del lote 88 está destinada al mercado interno y se transporta por el gasoducto Camisea-Lima que opera TGP. Al respecto, el MINEM considera que la limitación de carga que posee TGP debe ser una oportunidad para invertir en otro transporte que permita suministrar gas a regiones que hoy no cuentan con el recurso, además de reducir el volumen de gas que se reinyecta por esta restricción, lo cual incrementa los costos de producción y no contribuye al pago de las regalías ni del impuesto a la renta (y, por ende, del canon), en la medida que es gas que no se vende (MINEM, 2017).

En cuanto al lote 58, la Dirección General de Hidrocarburos (DGH) del MINEM consignó 2,1 billones de pies cúbicos de reservas probadas de gas natural al 31 de diciembre de 2016. La incertidumbre sobre la ejecución del Gasoducto Sur Peruano y la imposibilidad de usar el gasoducto de TGP hicieron que el volumen descubierto ya no se contabilice como reservas al final del 2017 sino como recursos contingentes. En otras palabras, hubo descubrimientos pero no se desarrollan por factores técnicos, económicos y ambientales, entre otros. El hecho de que CNPC haya dejado pendiente su desarrollo no implica que las reservas hayan desaparecido o que sean inciertas. Si el proyecto SITGAS por el Sur Andino se pusiera en marcha, se podría negociar, con la empresa, la utilización del gas del lote 58 para el proyecto.

²² Al respecto, véase Gasoducto del Sur: ¿hay reservas para abastecer a regiones? (2019, 9 de junio) *La República*.

El problema principal no sería entonces si se dispone del volumen de reservas adecuado sino de la capacidad del Estado para definir las prioridades de su utilización. Y es que la ley 26221, de 1993, estableció los contratos de licencia, que transfieren la propiedad de los hidrocarburos extraídos al contratista a cambio del pago de la regalía acordada en el contrato. Con este marco legal podría darse el caso de que la empresa estatal china decida darle otro destino al gas del lote 58 cuando lo extraiga, si evalúa que el proyecto SITGAS por el Sur Andino no se concretará o si encontrara antes una mejor oportunidad de negocio.

La situación de la exportación del gas del lote 56, cuyos contratos prácticamente tienen prioridad sobre las necesidades del mercado interno es análoga. La preocupación de ciertos sectores por la supuesta falta de reservas de gas natural para hacer viable el proyecto SITGAS por el Sur Andino va de la mano con su desinterés por que se exporte el íntegro de las reservas de ese lote y parte de las del 57. Además, esta pérdida de reservas estratégicas serviría para generar electricidad y otras formas de energía en mercados externos, al mismo tiempo que se aboga por paralizar proyectos de enorme significado y beneficio por falta de reservas.

Esta es una muestra de lo imprescindible que resulta cambiar el régimen de contratos de licencia por otros de servicios, en los cuales el Estado sea propietario del gas o del petróleo que se extrae, y pague por el servicio que le presta el contratista.

4.6.2 Existe un mercado potencial para el gas en la macrorregión Sur

La macrorregión Sur tiene un gran potencial de desarrollo económico, y la disponibilidad del gas natural representa una gran oportunidad para hacerlo realidad. A continuación, se presentan los sectores que podrían constituir la principal demanda para el proyecto SITGAS por el Sur Andino.

(1) La generación de electricidad

La principal demanda del proyecto proviene del nodo energético del Sur, compuesto por dos centrales térmicas: la de Puerto Bravo en Mollendo, Arequipa, de la empresa Samay I (Grupo Kallpa); y la central de Ilo, en Moquegua, de Engie (antes Enersur). Las centrales entraron en operación el año 2016 y cada una tiene una potencia instalada de 600 MW aproximadamente.

La convocatoria para la construcción de ambas centrales fue parte de un diseño integral que combinó la seguridad energética, el desarrollo del polo petroquímico en el Sur y el Gasoducto Sur Peruano. De esta manera, el objetivo de la creación del nodo fue incrementar la capacidad de generación eléctrica, brindar seguridad de suministro al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), desconcentrar la potencia instalada en la costa central y asegurar el 70% de la demanda de gas natural del Gasoducto Sur Peruano.

El diseño del funcionamiento de las centrales previó dos etapas. Durante la primera, no operaban de manera continua sino como reserva fría del SEIN, y lo hacían mediante la utilización de diésel como combustible. A cambio de ello, las empresas recibieron una remuneración garantizada por el Estado desde que iniciaron la operación comercial de las centrales en 2016. Los fondos de la compensación se recaudan a través de un cargo que pagan los usuarios del servicio de electricidad. Humberto Campodónico calcula que el monto pagado desde 2016, por este concepto, asciende a los 240 millones de dólares. Estos recursos deberían servir para que las centrales se constituyan en el ancla del gasoducto (Torres & Bessombes, 2019).

La segunda etapa debía corresponder a la de plena operación y debía iniciarse con el suministro de gas natural por el Gasoducto Sur Peruano. Los operadores de las centrales estaban obligados por contrato a usar este combustible en reemplazo del diésel. Por esta razón, una de las condiciones para la adjudicación fue instalar centrales que pudieran operar de manera dual, con diésel y gas natural, además de contar con instalaciones para conectarse al gasoducto.

El tercer proyecto de generación eléctrica considerado como consumidor inicial del gasoducto fue la central térmica en Quillabamba de 200 MW. Su finalidad era contribuir a desconcentrar la generación de electricidad en el SEIN hacia la macrorregión Sur. La cancelación del Gasoducto Sur Peruano llevó a Proinversión a postergar el concurso para su construcción, ya que la central no es viable sin el ducto.

La capacidad de generación de las centrales del nodo energético (de 600 MW cada una, más la de Quillabamba, de 200 MW) implica una demanda aproximada de gas de 350 millones de pies cúbicos diarios. A esta capacidad se suman las de otros generadores térmicos en el Sur que podrían convertirse en consumidores iniciales. Este es el caso de las empresas Andes Mining and Energy Corporate, Generalima, Illapu Energy y Engie para su planta Ilo31.

Sin embargo, no debe perderse de vista que la mirada de mediano y largo plazo debe ser la producción de energía a partir de fuentes renovables. Por ello, las centrales de gas deben ceder paso, luego de un plazo suficiente que justifique la inversión, a las hidroeléctricas y otras fuentes de energías. De este modo, se reorientaría el uso del gas natural a la petroquímica y otras industrias que lo utilicen como insumo y generen mayor valor agregado.

(2) El sector industrial

Las empresas industriales del sur del país emplean hidrocarburos líquidos como fuente de energía. Estos son más caros y tienen un impacto ambiental significativo. En este sector, la principal demanda por el gas se ha identificado en Aceros Arequipa, Cementos Yura, Gloria y Alicorp en Arequipa; en Industrias Cachimayo y Gloria en el Cusco; en Cementos Sur en Puno; y en Southern Perú en Moquegua y Tacna. Estas empresas podrían ser los clientes iniciales de la empresa transportadora.

Adicionalmente, el potencial lanero y textil de Arequipa, que integra la producción de camélidos de regiones como Cusco, Puno y Huancavelica, implica un potencial consumo. A este, se suman las empresas de su parque industrial, que se potenciarían con la utilización del gas por su menor costo. Asimismo, el gas puede dar un significativo impulso a las industrias del vidrio y la cerámica en Cusco y Arequipa, así como a la agroindustria y a la producción de pisco y vino en Arequipa, Moquegua y Tacna. Se debe considerar que el potencial agroindustrial de La Convención en Cusco. Los gobiernos regionales y las municipalidades deben promover estudios en detalle para identificar las potenciales actividades industriales en cada uno de sus ámbitos.

(3) La expansión minera

El sur del país tiene grandes reservas mineras, especialmente de cobre, plata y oro, además de importantes reservas de hierro en Apurímac y Cusco. Su potencial de inversión representa casi el 50% del total nacional en el sector minero. En la última década, se ha producido un crecimiento sostenido del sector minero de la macrorregión, con el consiguiente incremento de su aporte a las exportaciones mineras, a la generación de divisas y a los recursos derivados de las regalías y del canon minero. La ampliación de este sector en los próximos años incrementará la demanda de energía en la zona sur y constituye un mercado potencial para el gas que transporte el proyecto SITGAS por el Sur Andino.

El gran desafío de la expansión minera es cambiar su relación con la gestión del territorio. Si bien se reconoce la importancia de su aporte fiscal, es imprescindible lograr un nuevo equilibrio y una efectiva integración a la dinámica territorial de la macrorregión. Los numerosos conflictos que se han producido en este ámbito en la última década, así como los crecientes impactos del cambio climático, plantean la necesidad de una agenda que vaya más allá de los aspectos económicos o fiscales.

(4) El polo petroquímico

Una de las grandes promesas para el desarrollo del Macrosur es la formación de un polo petroquímico que tenga como insumo principal al gas natural. Se trata de una excelente oportunidad de industrialización que permite convertir el gas en diversos productos y generar nuevas oportunidades de negocio, empleo y divisas. La industria petroquímica es fundamental para el desarrollo de importantes industrias como la textil y del vestido, la automotriz y del transporte, la electrónica, la de construcción, la de los plásticos, la de los alimentos, la de los fertilizantes, la farmacéutica y la química, entre otras.

La industria petroquímica requiere de una gran inversión económica, y esta hace necesario buscar socios internacionales y disponer de gas natural en volúmenes considerables. Como se ha mencionado previamente, con el anuncio de la construcción del Gasoducto Sur Peruano, se presentaron varias iniciativas para dar forma a esta

importante industria. En estas circunstancias, una de las principales razones por las que los proyectos no prosperaron fue por la falta de disponibilidad de gas natural.

La pérdida de interés de los inversionistas puede revertirse. Ello se debería tanto a que la inversión en petroquímica sería la única de su tipo en la costa del Pacífico, con las ventajas que ello significa para acceder al mercado asiático, como a que se ha dado una expansión sostenida de la minería en el Macrosur y esta industria demanda productos generados por la petroquímica.

(5) El sector de transporte

En el Macrosur, existe un amplio universo potencial para la conversión de motores de gasolina a motores de gas natural en un corto plazo. En la región se pagan precios más altos por los combustibles y existe un gran interés por instalar gasocentros para contar con suministro de GNV. El abastecimiento continuo a través del proyecto SITGAS por el Sur Andino incentivaría la conversión de los vehículos y el consumo del GNV, ya que las iniciativas de llevar el gas a través de gasoductos virtuales e instalar una que otra estación de servicio ha demostrado serias limitaciones.

(6) El uso doméstico del gas

En la macrorregión Sur se constata una creciente tendencia a la urbanización, con más del 66% de su población en centros urbanos. Arequipa se consolida como la principal ciudad de este espacio. Si bien el sector residencial no es uno de alto consumo de gas natural, los beneficios de su utilización en los hogares hacen que tenga un significado de gran importancia. Al igual que en el caso del GNV, la masificación del gas requiere el suministro continuo a través de gasoductos, pues los virtuales solo son eficientes para complementar la dotación de gas en pequeñas localidades, más alejadas y dispersas. Sin embargo, no sirven para abastecer la red de distribución en centros urbanos.

4.6.3 La seguridad energética, el desarrollo del Sur y el proyecto SITGAS por el Sur Andino

- (1) Es imprescindible reforzar la seguridad energética del país, ya que hoy en día más del 50% de la capacidad de generación eléctrica se ha ubicado en la costa central y depende del suministro del gasoducto de Camisea. Las eventuales fallas en el ducto obligan a utilizar diésel en las centrales térmicas con el consiguiente incremento de los costos de generación. Extender un ramal por la Costa hacia el nodo energético del Sur no resuelve esta vulnerabilidad porque el sistema seguiría dependiendo del mismo gasoducto. En cambio, el recorrido alternativo por el Sur Andino sí aumenta la seguridad energética nacional.

Esta dependencia y vulnerabilidad no afecta solo al sector eléctrico sino a todas las industrias de Lima, Callao e Ica, que han convertido sus quemadores al gas. Igualmente, tiene un impacto negativo en el parque automotor que utiliza GNV y en los hogares que han instalado gas natural en sus domicilios. Todos estos consumidores dependen también del gasoducto de Camisea, que transporta más del 96% de la producción nacional de gas natural. El proyecto SITGAS por el Sur Andino debe entenderse como parte de la red de gasoductos que requiere el país para desconcentrar e interconectar el suministro de gas y para que pueda servir como instrumento descentralizador.

- (2) Si no se resuelve el abastecimiento de gas a las centrales del nodo energético del Sur en Mollendo e Ilo, estas entrarán en plena operación recién en dos o tres años y se verán obligadas a usar diésel como combustible. Este hecho incrementará los costos de generación de electricidad y las tarifas que pagan todos los sectores. El Comité de Operaciones del Sistema Interconectado Nacional (COES) ha advertido en repetidas oportunidades sobre la urgencia de construir el proyecto SITGAS por el Sur Andino hasta Ilo para que pueda alimentar a estas centrales, pues se prevé el aumento de la demanda a partir de 2021.

La última propuesta presentada por el gobierno, de construir el nuevo gasoducto en dos etapas y poner plazos únicamente para la que se denomina “zona de seguridad”, desde Camisea hasta Anta, no resuelve el desabastecimiento de gas natural que enfrentarían las centrales del nodo energético del Sur. Se debe diseñar un proyecto integral que considere las dos etapas del proyecto, con sus respectivos diseños, montos de inversión y plazos de ejecución.

Además, hay que considerar que la demora en la construcción del gasoducto hasta Ilo podría incentivar a las empresas Kallpa y Engie a concretar el suministro de gas con Bolivia, país que está interesado en exportar parte de su producción. El convenio de cooperación entre los dos gobiernos, suscrito en junio de 2019, deja abierta esta posibilidad, pues, además de plantear la interconexión de los gasoductos peruano y boliviano por el sur del Perú, permite que Bolivia pueda vender gas natural en nuestro mercado. Si esta posibilidad se diera, significaría un golpe casi irreversible al gasoducto.

- (3) Existe una capacidad de carga límite en el gasoducto Camisea-Lima, que puede constituir un freno para el desarrollo de nuevos proyectos a partir del gas o para transportar la producción de posibles descubrimientos de gas en estructuras en el área cercana a Camisea. Este es el caso del lote 58, cuyas reservas se clasificaron en el 2016 como probadas y, un año después, fueron consideradas como recursos contingentes porque no hay capacidad de transporte para iniciar la explotación comercial. El proyecto SITGAS por el Sur Andino permitiría superar estas restricciones.

- (4) El gas natural es un factor estratégico para el desarrollo de la macrorregión Sur, pues debe proveer energía para impulsar nuevas actividades productivas, modernizar las existentes y contribuir así a mejorar la competitividad de la región. Esta visión no se puede lograr llevando gas solo en camiones cisterna como se plantea en el proyecto Siete Regiones. No es lo mismo alimentar gasocentros con GNV que proyectar una visión de desarrollo de la macrorregión en su conjunto y en sus diferentes espacios. En este sentido, el objetivo de desarrollo requiere el proyecto SITGAS por el Sur Andino y los gasoductos regionales y secundarios que se deriven de esa troncal.
- (5) El Sur Andino es una de las áreas geográficas de nuestro país donde se enfrentan las condiciones climáticas más severas. Hay heladas y friajes recurrentes que afectan la salud de las personas, en especial de los niños, y que incluso ocasionan mortandad de los animales que constituyen su medio de sustento. La implementación de calefacción en estas zonas debería considerarse como una necesidad energética básica.

Al mismo tiempo, es un territorio con una alta vulnerabilidad al cambio climático. Tal como lo muestra el censo del INEI de 2017, gran parte de sus provincias concentra los consumos más altos de fuentes de energía sólida para la cocción de alimentos (leña y biomasa). Estas son las más nocivas para la salud y para el ambiente, por la deforestación y las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, se ha priorizado el uso del gas natural en las regiones donde prácticamente no se consume este tipo de energía y donde el GLP representa alrededor del 95% (Lima y Callao) de la demanda de los hogares.

El uso masivo del gas natural en el Sur Andino es imprescindible para reducir la desigualdad energética y mejorar la calidad de vida de la población. Como parte del proyecto del proyecto SITGAS por el Sur Andino se debe incluir la masificación del uso del gas en un número amplio de provincias de esta región, y eso no es viable con el proyecto de gasoductos virtuales. Este se concentrará en algunas localidades y dejará de lado a las más distantes, donde la situación señalada es más aguda y se concentra la pobreza y la extrema pobreza.

CAPÍTULO 5

LA ALTERNATIVA BOLIVIANA

Las cancelaciones de los proyectos que debían llevar el gas natural al Sur del país y la ausencia de iniciativas concretas del gobierno de Martín Vizcarra al respecto han incentivado a varias autoridades de la macrorregión a volcar la mirada hacia Bolivia. Este país no solo es productor del recurso y ha logrado interesantes avances en su masificación e industrialización, sino que se encuentra a la búsqueda de nuevos mercados para exportar su gas. Desde fines de 2018 y durante el primer semestre de 2019, se han enviado mensajes y se han producido reuniones y acuerdos que han involucrado a los presidentes de ambas repúblicas, ministros, gobernadores y empresarios. A continuación se hace un breve recuento de la situación del gas en Bolivia, de los intercambios realizados y de las posibilidades y riesgos que esto plantea.

5.1 El gas natural en Bolivia

Bolivia es un importante productor y exportador de gas natural. Los primeros descubrimientos importantes en ese país datan de la década de 1960 y sus principales departamentos productores son Tarija, Santa Cruz, Chuquisaca y Cochabamba.

Desde las reformas de la década de 1990 hasta 2005 estuvieron vigentes en Bolivia los contratos de riesgo compartido. Mediante estos, las empresas que realizaban inversiones en exploración y explotación adquirían la propiedad de los hidrocarburos extraídos y podían disponer libremente de estos, aunque existían normas que las obligaban a abastecer el mercado interno. Además, en la década de 1990, se había privatizado Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), compañía que fue dividida en cuatro empresas. Con ello se rompió su integración vertical y perdió peso, así como capacidad de decisión y acción en el sector.

Evo Morales llegó a la presidencia el 2005, en el contexto de una amplia y prolongada movilización social que reclamaba una mayor participación del Estado en la renta de los hidrocarburos. Este acontecimiento tuvo como uno de sus hitos la llamada Guerra por el Gas de 2003. Por eso, una de sus primeras medidas fue la Ley de Hidrocarburos (ley 3058), de mayo de 2005, que refundó YPFB como empresa pública de derecho privado y recuperó su integración vertical. En la Constitución de 2009, se le otorgó el carácter de empresa pública nacional estratégica.

En 2006, se aprobó el Decreto de Nacionalización, por el cual el Estado retomó la propiedad, posesión y control total de los recursos de hidrocarburos. Esta nacionalización incluyó la industria en las fases de producción, transporte, refinación, almacenaje, distribución, comercialización e industrialización del gas natural y del petróleo. Se anularon los contratos vigentes y se inició un proceso en el que las empresas tenían dos opciones: renegociaban los contratos o abandonaban el país. En los nuevos contratos, las contratistas entregan la producción a YPF a cambio de una retribución por los servicios prestados. Esta se hace a través de dos rubros: (1) el de los costos considerados recuperables y (2) el de su participación en las utilidades, después del pago de los tributos que son responsabilidad de YPF.

Los tributos se componen de la participación del Tesoro; la regalía departamental, con que retribuye a las jurisdicciones productoras del recurso; la regalía nacional compensatoria, que asigna recursos hacia los departamentos de menor desarrollo; y el impuesto directo a los hidrocarburos (IDH), que funciona como un mecanismo de redistribución y compensación de los recursos entre departamentos productores y no productores, pueblos indígenas, comunidades campesinas, gobiernos municipales, universidades, Policía Nacional y Fuerzas Armadas. Además, el fisco recibe el impuesto a las utilidades y el impuesto a la remisión de utilidades que pagan las empresas contratistas.

Este régimen se consolidó en la Constitución política de Bolivia promulgada en febrero de 2009. Se definió a los hidrocarburos como recursos naturales estratégicos, cuyo desarrollo debe orientarse a eliminar la pobreza y la exclusión social y económica del país y la desigualdad territorial. El cumplimiento de este propósito hizo necesario postular que el Estado debe tener la propiedad de estos recursos y de la cadena productiva desde la exploración hasta la distribución.

Entre 2004 y 2017, el sector hidrocarburos representó más del 6% del PBI boliviano y alcanzó picos de más del 7,5% entre 2012 y 2014. A partir de entonces, su participación viene declinando y, en el 2018, ha pasado a estar por debajo del 4%. Asimismo, luego de la nacionalización, se han elevado de manera sustantiva los ingresos para el fisco, que pasó de recibir 1473 millones de dólares en el 2006 a cerca de 5500 millones en 2012 y 2013. Estos han declinado desde el 2016 y, en el 2017, bajaron a 1912 millones de dólares, aunque YPF proyecta un incremento a alrededor de 2281 millones de dólares en el 2018.

Al 31 de diciembre de 2017, de acuerdo con el estudio realizado por el consorcio canadiense Sproule International Limited, las reservas probadas de gas natural fueron de 10,7 billones de pies cúbicos, que significa un ligero incremento del 2,3% respecto de la última medición (2013) pero está lejos del nivel máximo que alcanzaron en 2005:

Reservas probadas de gas natural en billones de pies cúbicos	2001	2005	2009	2013	2017
	23,8	26,7	9,9	10,4	10,7

Fuente: INE, 2001, 2005 y 2009; y Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia, 2018.

Con el actual consumo de gas, entre 0,7 y 0,8 millones de pies cúbicos diarios, el estudio evalúa que la relación reservas/producción es de 14,7 años, y eso plantea a YPFB el desafío de encontrar nuevos yacimientos.

De acuerdo con el informe de rendición de cuentas de YPFB al final de 2018, Bolivia ha priorizado, en los últimos años, el aumento del valor agregado del gas natural. De este modo, cuenta con dos plantas de separación de gas, Río Grande (2013) y Carlos Villegas (2015); una de gas natural licuado en Santa Cruz (2016); y otra de urea y amoniaco en Cochabamba (2017). Asimismo, tienen previsto desarrollar una planta de propileno y polipropileno.

Se ha emprendido un intenso programa de masificación del consumo de gas natural. Hasta 2018 han alcanzado 877.555 instalaciones de gas doméstico en diferentes regiones del país —con una población de 11,3 millones de habitantes— y tienen proyectadas, para el 2019, un millón de instalaciones. Con la misma perspectiva, han puesto en marcha un sistema virtual de gas natural licuado con 32 estaciones satelitales de regasificación para las zonas de difícil acceso.

Bolivia exporta aproximadamente el 80% de su producción a Brasil y Argentina, países con los que tiene contratos próximos a vencer: el del primero termina en julio de 2019 y el del segundo en 2026. Hoy, Brasil obtiene gas natural asociado en la explotación petrolera del Presal y ha desarrollado infraestructura para importar GNL. Por su lado, Argentina ha descubierto gas de esquisto en los yacimientos de Vaca Muerta en Neuquén.

Bolivia enfrenta así un escenario complicado en relación con los dos principales mercados de su producción de gas desde hace veinte años. A su favor tiene el bajo costo de producción y la elevada productividad de sus yacimientos, además de contar con gasoductos construidos y amortizados que llevan el gas natural a ambos países. Si se tiene en cuenta el peso del sector de hidrocarburos en la economía boliviana, la disminución de la producción y las exportaciones podría traer serias dificultades en los ingresos fiscales, en el nivel de crecimiento continuo de su economía, así como en la política social del gobierno. Este es el escenario en el que una de las prioridades de YPFB es continuar con las inversiones en proyectos de industrialización del gas y en buscar su internacionalización.

5.2 Las estrategias bolivianas y el mercado peruano

Con el fin de sortear el complicado escenario de su principal producto estratégico, YPFB está promoviendo la apertura de unidades de negocio en Argentina, Brasil, Paraguay y Perú, así como la firma de memorándums de entendimiento no solo de gobierno a gobierno sino también con el sector privado para desarrollar proyectos energéticos en los países vecinos. Así, YPFB ha suscrito memorándums con Paraguay para (1) evaluar la construcción de un gasoducto Villamontes-Asunción, que haría posible exportar gas; (2) estudiar el desarrollo de redes de distribución de gas en Paraguay; y (3) construir y operar una planta envasadora orientada a la comercialización de GLP. Asimismo, lo ha hecho con los estados brasileños de Mato Grosso y de Mato Grosso do Sul para la venta de GLP, GNL y urea. Finalmente, ha seguido el mismo camino con Argentina para suministrarle GNL.

YPFB vende actualmente GLP a granel a envasadoras peruanas que abastecen de este combustible en balones a algunas localidades de Puno y el sur del país. En 2016, YPFB firmó un contrato con la empresa peruana Energigas para venderle parte de sus excedentes de GNL a fin de comercializarlo en los sectores industrial y automotriz, y en el de la autogeneración eléctrica en localidades de Cusco, Tacna, Puno y Arequipa. Las estaciones de regasificación se debían construir en las dos últimas ciudades. Sin embargo, el proyecto no se ha concretado porque el Perú carece de normatividad para importar el GNL.

En este contexto, la nueva frustración del proyecto del Gasoducto Sur Peruano generó un explicable interés del gobierno boliviano y de YPFB. La elección de nuevas autoridades regionales en octubre de 2018, algunas de ellas con una notoria simpatía por el modelo boliviano, facilitó el acercamiento de las autoridades bolivianas a los gobernadores de Puno, Walter Aduviri, y de Moquegua, Zenón Cuevas. Evo Morales se reunió con ellos en su calidad de gobernadores electos en diciembre de 2018 y sus reuniones continuaron cuando asumieron su mandato en enero de 2019. Su conversación versó sobre la venta de gas natural de Bolivia a las regiones del sur del país. Debido a que los gobernadores regionales carecen de competencias para suscribir un contrato de esas características, era necesaria la participación del gobierno nacional.

El 3 de enero de 2019, el presidente Evo Morales anunció que YPFB vendería gas al Perú, sobre todo en las zonas de Puno y Moquegua. A los pocos días, el presidente Vizcarra tomó la iniciativa y señaló que la compra de gas a Bolivia para abastecer a los departamentos del Sur era una posibilidad que ya estaba siendo contemplada por el gobierno. El ministro de Energía y Minas peruano sostuvo una reunión en enero del 2019 con su par boliviano, al final de la cual señalaron la disposición de ambos gobiernos de avanzar en la construcción de un acuerdo.

Frente a la falta de claridad del gobierno, el Consejo Regional de Puno aprobó, en marzo de 2019, una declaración política cuyo objetivo era hacer un llamado de atención al gobierno del presidente Vizcarra sobre la urgencia de contar con gas barato para su región. El documento que se elevó declaraba de interés regional y necesidad pública la importación de gas natural de Bolivia. La decisión fue aprobada por 17 consejeros, con una sola abstención. Según las autoridades regionales, el sistema de abastecimiento consistiría en la construcción de un gasoducto y el tendido de las redes domésticas en Puno y Juliaca, mientras que a las otras provincias de Puno se las dotaría de gas a través de gasocentros. Otra posibilidad sería que ingrese GNL por Desaguadero en camiones, ya que este tipo de gasoducto virtual tendría la ventaja de estar listo antes que construir el gasoducto real. Sin embargo, como se mencionó antes, la importación de este tipo de combustible no se halla regulada.

Respecto de esta propuesta y, sin oponerse a ella, el gobernador regional de Cusco, Jean Paul Benavente, consideró que el gas boliviano no debería reemplazar al proyecto SITGAS por el Sur Andino y debería diseñarse como un factor complementario. Esta posición buscaría que la iniciativa puneño-boliviana se limitase al sistema del gasoducto virtual.

El 26 de mayo de 2019, Evo Morales estuvo en el Perú para la reunión por las bodas de oro de la Comunidad Andina. En este contexto, se planteó la necesidad de fortalecer la integración energética para que los países miembros pudieran “ser más competitivos en cuanto a la producción de bienes y servicios”. Con este fin se acordó elaborar tres reglamentos sobre el mercado eléctrico regional para precisar la forma de comercializar los excedentes de su energía eléctrica, pero no se tocó el tema del gas. El asunto cobró relevancia en el V Gabinete Binacional Perú-Bolivia, que se realizó en Ilo en junio de 2019. Allí, los ministros de Energía y Minas del Perú y de Hidrocarburos de Bolivia firmaron tres convenios de cooperación relacionados con el gas natural:

- (1) El primero plantea la interconexión entre los dos futuros gasoductos de ambos países: el proyecto SITGAS por el Sur Andino y el gasoducto Bolivia-Perú, que construiría nuestro vecino por el sur hasta llegar a Ilo para exportar GNL y para vender gas natural en el mercado peruano.

El acuerdo dispone, por dos años, la elaboración conjunta de los estudios de factibilidad para la interconexión gasífera, el intercambio de información sobre posibles mecanismos de financiamiento y la generación de espacios para atraer inversiones con miras a la concreción de los proyectos. Asimismo, establece compromisos de seguimiento de los avances del convenio.

- (2) El segundo convenio es para comercializar GLP boliviano en la zona sur del país con la finalidad de bajar el precio al consumidor final. La empresa estatal boliviana YPFB podrá encargarse del negocio directamente o de manera asociada a una compañía peruana. Hoy en día se importa GLP boliviano en Puno, que

llega en camiones cisternas, y las empresas locales lo envasan, distribuyen y comercializan, y eso incrementa el precio final. Mediante el convenio, se espera que YPFB asuma la cadena completa —sola o asociada— y pueda ofrecer precios más competitivos. De alguna manera, este acuerdo de gobierno a gobierno da respuesta a la iniciativa que impulsaron las autoridades de Puno en marzo de este año. Su objetivo era importar gas de Bolivia para reducir el precio de venta del balón de GLP en la región, aunque no tenían las atribuciones para hacerlo.

- (3) El tercer convenio se refiere al tendido de redes de gas natural para abastecer al sector doméstico y a otros usuarios en las localidades situadas del lado peruano de la frontera entre ambos países como Desaguadero, Ilave, Juli, Yunguyo o Acora, que tienen bajos consumos. YPFB construiría la red de distribución y la alimentaría de la misma forma como lo hace hoy en sus centros poblados fronterizos, con camiones cisterna que llevan GNL y plantas satélites para regasificarlo e inyectarlo a las redes de distribución.

Se debe recordar que está en proceso la licitación para la masificación del gas natural en siete regiones del Centro y Sur Andino, y algunas localidades de Ucayali, pero Proinversión la ha vuelto a postergar hasta el último trimestre del 2019 (Saldarriaga, 2019). Una de las empresas precalificadas es YPFB. La distribución del gas natural en estas regiones debe hacerse utilizando el gas de Camisea o el de Aguaytía mediante transporte virtual en la mayoría de casos, con excepción de Ayacucho y Ucayali. De ser elegida la empresa boliviana, podría incorporarse, en la negociación, la posibilidad del suministro de gas natural en algunas ciudades de Puno con gas boliviano, ya que esta región tendrá los costos de transporte virtual más elevados de acuerdo con el esquema de Siete Regiones. Este es un tema que debería ser parte del diálogo entre el gobierno y su contraparte boliviana en el marco del convenio suscrito en junio. De todos modos, en la perspectiva de la masificación y del impulso a industrias que utilicen el gas como materia prima, el conocimiento y la experiencia de Bolivia pueden articularse bien con los proyectos en marcha en el sur del país.

5.3 El nodo energético del Sur

Frente a las continuas postergaciones y a la ostensible falta de decisión del gobierno de Martín Vizcarra para retomar el proyecto del Gasoducto Sur Peruano, hoy proyecto SITGAS, la oferta de YPFB ha encontrado oídos atentos en las empresas Kallpa y Engie, que el 17 de junio viajaron a Tarija para suscribir dos memorándums de entendimiento con el Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia para el suministro de gas natural a sus centrales térmicas de Mollendo e Ilo. Los memorándums no tienen carácter vinculante, tienen una duración de dos años y se orientan a estudiar el volumen y los precios de gas que serían demandados, así como las características que tendría

el gasoducto para transportar el gas desde los campos bolivianos hasta Ilo. Desde la perspectiva de Bolivia, esta alternativa podría ser también un camino que le facilite la exportación de su gas —previa conversión a GNL— a países de Asia como China o India. Se debe precisar que eso solo sería posible si se hacen nuevos hallazgos y se incrementan sus reservas probadas, porque el nivel actual no le permitiría emprender apuestas de esta envergadura.

Si los acuerdos con Samay-Kallpa y Engie avanzaran hacia contratos de largo plazo, el proyecto SITGAS por el Sur Andino sería dejado de lado porque el consumo de gas del nodo energético del Sur, del cual forman parte ambas centrales, constituye su principal mercado, por lo menos en la etapa inicial. El gasoducto para abastecerlas iría por Cochabamba hacia Ilo, y no pasaría por Cusco ni Puno. Sin la demanda de estas dos centrales, sería casi imposible que el gasoducto fuera viable económicamente.

Los memorándums de entendimiento podrían quedar en buenas intenciones, pues no son vinculantes y, para que la venta de gas se concrete, falta construir un gasoducto desde Cochabamba hasta Ilo. Sin embargo, la suscripción del convenio para la interconexión del futuro gasoducto Bolivia-Perú con el proyecto SITGAS por el Sur Andino en el mes de junio pone un peldaño más en la voluntad del país vecino de buscar mercados para su gas, mientras que el gobierno nacional no tiene claro qué hacer con el proyecto. Esta falta de decisión se refleja en el hecho de haber incluido en el convenio que Bolivia, además de exportar GNL a través de Ilo, podrá vender gas natural en el mercado interno.

En ese sentido, si se concretaran avances en el convenio firmado en junio, que busca la interconexión de los gasoductos entre Bolivia y Perú, estos deberían excluir la venta del gas boliviano a estas centrales. Al respecto, Humberto Campodónico alerta:

Es importante que no se mencione que el gas boliviano va a abastecer las centrales eléctricas del nodo energético que son de 250 a 300 millones de pies cúbicos. Eso no debe suceder porque el nodo energético es la demanda ancla del gasoducto y sin esa ancla el gasoducto peruano no va. No pensamos que el presidente Vizcarra, consciente de esta situación, vaya a dejar que el gas boliviano abastezca estas centrales porque en ese sentido muere el gasoducto. (Torres & Bessombes, 2019)

Bolivia presenta los memorándums con Kallpa y Engie como parte de la política de integración energética con el Perú, pero ninguna autoridad peruana participó en la firma. Nuestro país carece de una política energética y no considera al gas natural como un recurso estratégico. Deja que el mercado defina el mejor uso para el gas. En ese escenario, las empresas pueden llegar a acuerdos de suministro de largo plazo y traerse abajo el proyecto tan esperado por las poblaciones del Macrosur para beneficiarse directamente del gas de Camisea, porque no hay ninguna autoridad que ordene las prioridades del país. La alianza entre Kallpa, Engie y Evo Morales debió

servir para llamar la atención al gobierno y poner más atención en el contenido del convenio de interconexión de ductos. Se debe hacer seguimiento a los avances que puedan hacerse para concretar el acuerdo.

Este trabajo ha revisado brevemente la historia del gas de Camisea durante más de tres décadas. Hemos constatado que, a pesar de los avances en diversos aspectos, estamos muy lejos de lograr que los importantes yacimientos de gas natural con los que contamos constituyan un componente clave para un desarrollo más inclusivo, sostenible y diversificado de nuestro país y de sus diversos territorios. La marginación de la macrorregión Sur, donde se ubican los reservorios, es la mejor evidencia del desinterés de los diferentes gobiernos por pensar la cadena productiva del gas en función de los intereses nacionales. Al respecto, se pueden plantear las siguientes conclusiones:

- 1. Se constata el agotamiento del modelo de explotación de los recursos naturales** puesto en práctica en la década de 1990, que ha dejado las decisiones sobre las prioridades de inversión y el destino de los recursos en manos privadas y en los criterios de rentabilidad que las guían. El Estado ha quedado sin ninguna capacidad para articular los diversos intereses y orientar la mejor forma de aprovechar este recurso, estratégico para nuestro país, en función de las prioridades del desarrollo nacional. La falta de un sistema de planificación limita nuestras capacidades para definir objetivos y una política de largo plazo para el gas, y eso nos lleva a entregar concesiones y suscribir contratos que solo cautelan las condiciones de rentabilidad de los inversionistas, sin una adecuada valoración de su trascendencia económica y social para los diferentes territorios y para la nación en su conjunto.

El Estado peruano debe recuperar la capacidad de decidir el uso del gas que más conviene al país, de acuerdo con las prioridades nacionales, la evolución del contexto internacional del sector y la seguridad energética. Los problemas que se constatan para alcanzar una efectiva política de masificación, la estafa al Estado por la manipulación de precios en la exportación del gas con la finalidad de reducir las regalías o el bloqueo del gasoducto para el Sur son solo algunos ejemplos de los problemas que se originan por un modelo que privilegia la promoción de la inversión y los intereses del sector privado.

Se debe iniciar un proceso de negociación con las empresas que extraen el gas natural y se les debe asegurar el pago por sus servicios en términos competitivos y un adecuado nivel de rentabilidad. De este modo, el Estado recuperará la propiedad y la libre disponibilidad del recurso extraído. Los indicadores que

buscan los inversionistas no siempre coinciden con los que deben guiar al Estado. La maximización de las ganancias y de la tasa de retorno de la inversión no pueden ser los parámetros que decidan el destino del gas de Camisea, un recurso estratégico y no renovable.

- 2. No es sostenible mantener la exclusión del Sur Peruano** de los beneficios directos que proporciona el acceso a una energía más barata, eficiente y limpia como es el gas natural. Se debe asegurar que el gobierno y los gobiernos regionales y locales trabajen de manera coordinada para hacer del gas un instrumento que transforme la base productiva de la macrorregión Sur y mejore la calidad de vida de su población, mucha de la cual vive en territorios donde se concentra la pobreza y la exclusión.

La concesión denominada Siete Regiones debe ser solo el inicio de un proyecto más amplio. Si bien permitirá instalar en algunas ciudades parte de la infraestructura requerida para masificar el gas, es absolutamente insuficiente en términos del potencial y de las necesidades de la región. En definitiva, estas no pueden ser satisfechas con gasoductos virtuales.

En ese sentido, la construcción del gasoducto por el Sur Andino es imprescindible. Para avanzar en esta perspectiva es necesario salir del bloqueo en el que se encuentra el proyecto por la falta de decisión del Gobierno. La nueva licitación debe asegurar que el gasoducto abarque los tramos que atraviesan la zona Sur Andina hasta llegar a la costa. Las autoridades subnacionales de la macrorregión junto con los grupos empresariales y la sociedad civil deben delinear un plan e iniciar la implementación de políticas, de manera concertada con el gobierno, para hacer realidad la transformación del Sur Peruano en un nuevo polo de desarrollo inclusivo y sostenible. Asimismo, debe definirse una política pública que articule diferentes estrategias y mecanismos para asegurar la masificación del gas natural hasta los poblados más lejanos de la macrorregión.

- 3. Se requiere hacer una evaluación integral de la política de exportación del gas.** Exportar un recurso estratégico como el gas natural solo tiene sentido si esta acción se subordina a una estrategia nacional de desarrollo, pues no se trata de una materia prima más. Por tanto, si se optase por venderlo fuera, debería generar ingresos suficientes para llevar adelante los proyectos de transformación de nuestra base productiva, como los orientados a la petroquímica, o de masificación para mejorar la calidad de vida de la población. La exportación no puede estar por encima de las prioridades del desarrollo nacional, así como no puede poner en riesgo la seguridad energética del país, ni la disponibilidad del gas para proyectos transformadores.

La decisión sobre los alcances de la exportación no puede dejarse en manos privadas sin ninguna capacidad de intervención del Estado. Hoy, el gas se vende en

mercados externos a precios menores que los del mercado interno. Hemos llegado a un punto en el que incluso pagando precios más altos no podemos usar el gas para emprender proyectos valiosos para el país. Se debe revertir esta situación y, para ello, se requiere un acuerdo nacional que plantee parámetros muy claros a los gobernantes, que solo muestran interés por asegurar la rentabilidad de los inversionistas o que carecen de determinación para llevar adelante los cambios que hacen falta.

- 4. La masificación del gas natural en el ámbito nacional es un imperativo** debe ser un instrumento para reducir la desigualdad porque permite el acceso a energía eficiente y más barata a amplios sectores de la población y con ello mejora su calidad de vida. Asimismo, por ser un factor de sostenibilidad ambiental en uno de los países más amenazados por los efectos del cambio climático.

El modelo de masificación regido por criterios de mercado y de rentabilidad privada ha mostrado serios límites para avanzar al ritmo que debería haber alcanzado quince años después de haber iniciado la explotación de las reservas de Camisea. Bolivia, que empezó después que nuestro país, ha progresado mucho más y tiene una geografía tan compleja como la nuestra. Y es que la distribución del gas natural debe considerarse un servicio público básico y una prioridad nacional.

Se requiere un plan de masificación y una autoridad responsable de su implementación, así como políticas que le den impulso y coherencia. Ningún país sudamericano ha tenido éxito en este objetivo y ha dejado el proceso a la libre iniciativa del mercado. Este tiene que abordarse como una inversión que tiene una alta rentabilidad social y que no puede entregarse a inversionistas privados. Estos terminan reclamando y recibiendo subsidios del Estado, porque de otra manera no pueden cumplir sus compromisos contractuales de conexiones domésticas. Después de quince años, esta política explica los pobres resultados de nuestro país en este rubro. Se debe reevaluar si el mecanismo de asociación público-privada (“autosostenible con subsidios”) es el más adecuado para promover la masificación.

- 5. Bolivia y Perú pueden trabajar por la integración energética** a partir de sus intereses comunes, pero es necesario contar con un plan y prioridades muy bien definidas que sustenten esa integración. El gobierno de Bolivia tiene claros sus objetivos en relación con el beneficio que quiere obtener del gas, pero eso mismo no sucede en el nuestro. Este hecho se evidencia en que este proceso de búsqueda de integración podría poner en riesgo la principal demanda del proyecto SITGAS por el Sur Andino, el nodo energético de la Costa Sur. Expresamente, este fue diseñado de manera articulada a esta infraestructura de transporte.

Avanzar en la integración del Perú y Bolivia en torno del gas natural plantea grandes posibilidades para profundizar los vínculos económicos, sociales y culturales que existen entre ambos países, así como para mejorar nuestra capacidad de negociación en el mercado global del gas natural. No obstante, este objetivo debe hacerse desde un proyecto claro, orientado por objetivos de desarrollo y de seguridad energética nacional.

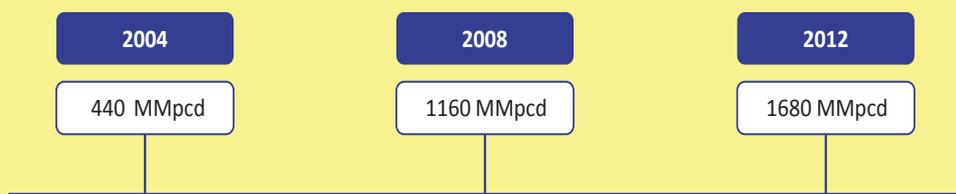
- 6. Se debe contar con una política energética** que defina la matriz que el Perú requiere en las próximas décadas y las políticas que se necesitan para alcanzarla. El gas natural debe sustituir crecientemente a los hidrocarburos líquidos para reducir su consumo, y eso mejoraría nuestra balanza comercial y disminuiría la contaminación que generan estos combustibles. Se necesita una mirada de largo plazo, que defina las reglas y un plan que sea vinculante, así como una autoridad fuerte, con capacidad para planificar de manera concertada y asegurar el cumplimiento de lo acordado. El gas es una energía más limpia que otros combustibles y nos pone en mejores condiciones en un contexto de creciente riesgo climático, pero no hay que perder de vista la importancia de continuar e intensificar la apuesta por incrementar la producción y el consumo de energías renovables.

Anexo 1. Infraestructura del proyecto Camisea

Planta de separación Malvinas (1)

- Ubicada cerca de los yacimientos, a orillas del río Vilcanota.
- Recibe el gas húmedo que se extrae de los yacimientos y lo separa en gas seco y en líquidos de gas natural para transportarlos a la costa.
- Construida y operada por el consorcio Camisea (liderado por Pluspetrol).

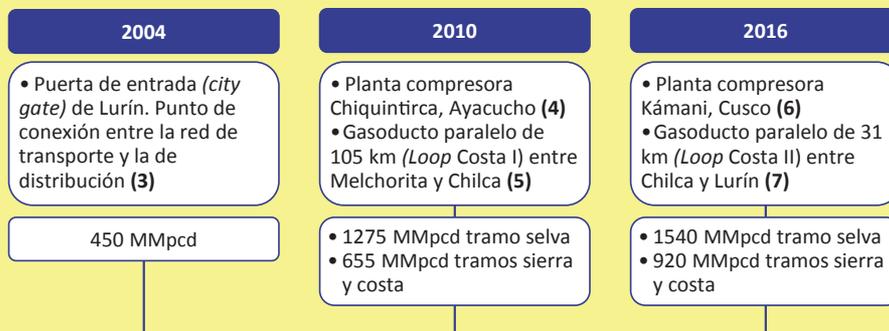
Aumento de la capacidad de procesamiento de gas húmedo



Gasoducto Camisea-Lurín (2)

- Transporta gas natural desde la planta Malvinas hasta el punto de entrega (*city gate*) en Lurín. Tiene 729 kilómetros de longitud.
- Construido y operado por Transportadora de Gas del Perú (TGP).

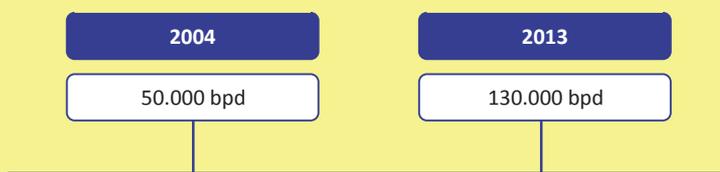
Aumento de la capacidad de transporte de gas natural



Poliducto Camisea-Pisco (8)

- Transporta líquidos de gas natural desde Malvinas hasta la planta de fraccionamiento en Pisco y tiene 557 kilómetros de longitud.
- Construido y operado por Transportadora de Gas del Perú (TGP).

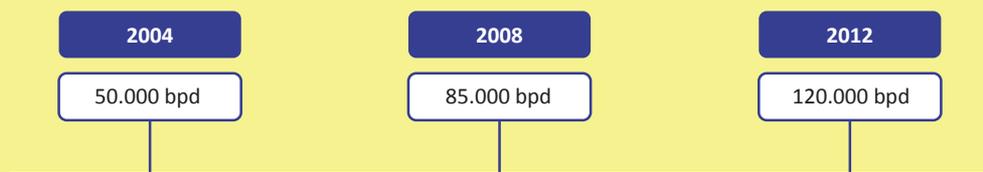
Aumento de la capacidad de transporte de líquidos de gas natural



Planta de fraccionamiento en Pisco (9)

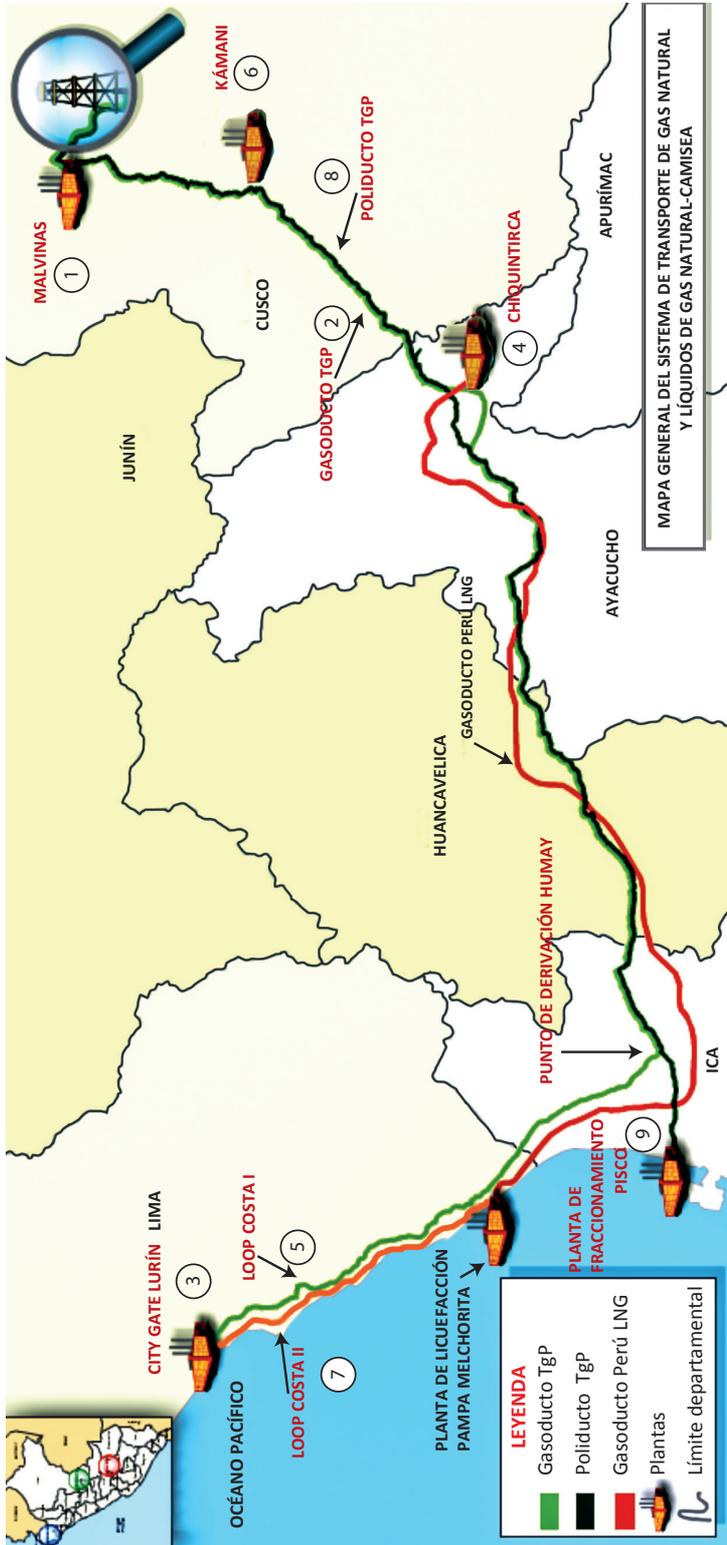
- Ubicada en playa Lobería, en Paracas.
- Procesa los líquidos de gas natural para obtener GLP, gasolina y diésel.
- Construida y operada por Pluspetrol/Consortio Camisea.

Aumento de la capacidad de procesamiento de líquidos de gas natural



N. B. La numeración corresponde al croquis que sigue al anexo.

Esquema de desarrollo de las reservas de gas de Camisea



Elaboración propia con datos de García, 2011.

Anexo 2. Accionistas de las empresas titulares de los contratos de licencia en el área de Camisea al 31 de junio 2019

Lote	Características	Consortio/Empresas
88	<p>Contrato de: Explotación</p> <p>Fecha de suscripción: 9/12/2000</p> <p>Extensión: 82.803 hectáreas</p>	<ul style="list-style-type: none"> Pluspetrol Perú Corp. Pluspetrol Camisea Hunt Oil Co. SK Innovation Tecpetrol Bloque 56 Sonatrach Perú Corp. Repsol Exploración
56	<p>Contrato de: Explotación</p> <p>Fecha de suscripción: 7/09/2004</p> <p>Extensión: 58.500 hectáreas</p>	<ul style="list-style-type: none"> Pluspetrol Perú Corp. Pluspetrol Lote 56 Hunt Oil Co. SK Innovation Tecpetrol Bloque 56 Sonatrach Perú Corp. Repsol Exploración
57	<p>Contrato de: Exploración y explotación</p> <p>Fecha de suscripción: 27/01/2004</p> <p>Extensión: 28.029 hectáreas</p>	<ul style="list-style-type: none"> Repsol Explotación CNPC Perú*
58	<p>Contrato de: Exploración y explotación</p> <p>Fecha de suscripción: 9/09/2005</p> <p>Extensión: 340.133 hectáreas</p>	<ul style="list-style-type: none"> CNPC Perú*

* Corporación Nacional de Petróleo de China.
Fuente: MINEM, 2019.

SIGLAS Y ACRÓNIMOS EMPLEADOS

Btu	Unidad de térmicas británicas por sus siglas en inglés
CASE	Cargo por afianzamiento de la seguridad energética
CFE	Comisión Federal de Electricidad (de México)
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a Inversiones
CNPC	Corporación Nacional de Petróleo de China
COES	Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional
Cofide	Corporación Financiera de Desarrollo
CT	Central térmica
EIA	Estudio de impacto ambiental
FEED	Estudios de ingeniería básica extendida, por sus siglas en inglés
FISE	Fondo de Inclusión Social Energético
GLP	Gas licuado de petróleo
GNL	Gas natural licuado
GNV	Gas natural vehicular
GRP	Garantía de red principal
GSP	Gasoducto Sur Peruano (consorcio formado por las empresas Odebrecht y Enagás)
GW.h	Gigavatio por hora
INEI	Instituto Nacional de Estadística e Informática
mbd	Miles de barriles diarios
Minem	Ministerio de Energía y Minas
MMpc	Millones de pies cúbicos
MMpcd	Millones de pies cúbicos diarios
MW	Megavatios
Osinergmin	Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería
SEIN	Sistema Eléctrico Interconectado Nacional

SISE	Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos
TGP	Transportadora de Gas del Perú
TJ	Terajoule
TRS	Tarifa regulada de seguridad
YPFB	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Acciones de Graña vuelan tras ingreso al Gasoducto Sur Peruano. *El Comercio* (2015, 30 de setiembre). Recuperado de <https://archivo.elcomercio.pe/economia/negocios/acciones-grana-vuelan-ingreso-al-gasoducto-sur-peruano-noticia-1844871/1>

Antayhua, O. & R. del P. Huamán (2018). *¿Debe reconsiderarse el mecanismo de ingresos garantizados para el Gasoducto Sur Peruano?: opciones de viabilización del proyecto y análisis de mercado* (Tesis de maestría). Escuela de Posgrado de la Universidad del Pacífico, Lima, Perú. Recuperado de http://repositorio.up.edu.pe/bitstream/handle/11354/2130/Oscar_Tesis_maestria_2018.pdf?sequence=1&isAllowed=y

Banco Central de Reserva del Perú (BCRP) (2005-2018). Exportaciones de gas natural (Series estadísticas de la Gerencia Central de Estudios Económicos del BCRP). Recuperado de <https://estadisticas.bcrp.gob.pe/estadisticas/series/anuales/resultados/PM05464BA/html>

Barriga, O. (2019). *Audiencia de rendición pública de cuentas final 2018-inicial 2019*. Tarija, Bolivia: YPFB.

BP Statistical Review of World Energy (2019). *Statistical Review of World Energy 2019*. Recuperado de <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>

Campodónico, H. (2016, 15 de agosto). Cristal de Mira. *La República*. Recuperado de <http://www.cristaldemira.com/articulo.php?idfecha=2016-08-15>

Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (CIADI) (2015, 21 de mayo). Laudo de Proceso de Arbitraje en el caso Pluspetrol Perú Corporation S. A.; Pluspetrol Lote 56 S. A.; Hunt Oil Company of Peru L. L. C., Sucursal del Perú; SK Innovation, Sucursal Peruana; Tecpetrol Bloque 56 S. A. C.; Sonatrach Perú Corporation S. A. C. y Repsol Exploración Perú, Sucursal del Perú, demandantes, c. Perupetro S. A., demandada, Laudo en el Proceso de Arbitraje (Caso CIADI Nº ARB/12/28). Washington, D. C. Recuperado de https://www.italaw.com/sites/default/files/case-documents/italaw4284_0.pdf

Chávez, G. (2013). *Ingresos fiscales por explotación de hidrocarburos en Bolivia (resumen de políticas)*. Washington, D. C.: Banco Interamericano de Desarrollo. Recuperado de <https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Ingresos-fiscales-por-explotación-de-hidrocarburos-en-Bolivia.pdf>

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) (2005-2018). Estadísticas anuales. Recuperado de <https://www.coes.org.pe/Portal/Publicaciones/Estadisticas/>

Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional (COES) (2019). *Estadística de operación 2018*. Lima, Perú: Autor.

Contraloría General de la República (CGR) (2017). Seguimiento y monitoreo al proyecto Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano (Periodo 01 de abril al 31 de mayo de 2017) (Informe de seguimiento y monitoreo de Proyectos n.º 00006-2017-CG/GCIP. Lima, Perú: Autor. Recuperado de http://lfweb.contraloria.gob.pe/BuscadorInformes/0/edoc/4068488/Informe_Control_00006-2017-CG%20GCIP.pdf

Contraloría General de la República (CGR) (2008). *Informe especial 220-2008-CG/SP-EE. Examen especial a Perupetro S. A. Proceso de contratación del lote 56, período enero 2003-diciembre 2004*. Lima, Perú: Autor.

Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) (2019). Programas de Masificación de Gas Natural: financiamiento del Programa BonoGas Residencial. Lima, Perú: Autor. Recuperado de <http://www.fise.gob.pe/programa-nuevos-suministros-gnr-financiamiento.html>

Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) (2018). *Programa de Masificación de Gas Natural Residencial en Lima y Callao*. Lima, Perú: Osinergmin. Recuperado de <http://www.fise.gob.pe/pags/Instaladoras-GNR/TEI-Difusion-Programa-BonoGas-Mar-2018.pdf?1>

Gasoducto Sur Peruano: ¿hay reservas para abastecer a regiones? (2019, 9 de junio).

La República. Recuperado de <https://larepublica.pe/politica/1484760-gasoducto-sur-hay-reservas-abastecer-regiones/>

Infogas (2019). Reporte estadístico mensual, julio de 2019. Recuperado de <http://www.infogas.com.pe/reporteshistoricos.aspx>

Instituto Nacional de Estadística (INE) (2001, 2005, 2009). Estadísticas por actividad económica: hidrocarburos. Recuperado de <https://www.ine.gob.bo/index.php/estadisticas-por-actividad-economica/estadisticas-por-actividad-economica-3>

Mandatario: Hay gas suficiente para abastecer mercado interno y exportación. (2010, 12 de mayo). *Andina*. Recuperado de <https://andina.pe/agencia/noticia-mandatario-hay-gas-suficiente-para-abastecer-mercado-interno-y-exportacion-ampliacion-295319.aspx>

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) (2019). Relación de contratos de explotación vigentes al 31 de junio de 2019. Recuperado de <http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/08CONTRATOS%20EXPLOTACION-JUNIO%202019.pdf>.

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) (1998-2017). *Libro anual de reservas*. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_detalle.php?idSector=5&idTitular=1479&idMenu=sub1477&idCateg=563

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) (2004-2016). *Balance nacional de energía*. Recuperado de http://www.minem.gob.pe/_publicaciones.php

Ministerio de Energía y Minas (MINEM) (2008). *Libro anual de reservas al 31 de diciembre de 2007*. Lima, Perú: Autor.

Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia (2018, 290 de agosto). Noticias: Histórico Incremento de Reservas de Gas Natural Probadas en Bolivia a 10.7 TCF's. Recuperado de <https://www3.>

hidrocarburos.gob.bo/index.php/comunicaci%C3%B3n/prensa/4290-hist%C3%B3rico-incremento-de-reservas-de-gas-natural-probadas-en-bolivia-a-10-7-tcf%C2%B4s.html

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2019). Memoria Anual de Gestión FISE 2018. Recuperado de <https://issuu.com/fisperu/docs/fise-memoria-anual-gestion-2018>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2005-2018). *Observatorio energético-minero*. Recuperado de <http://observatorio.osinergmin.gob.pe>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2018a). *Memoria anual 2018*. Lima, Perú: Autor.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2018b). Memoria Anual de Gestión FISE 2017. Recuperado de <http://e.issuu.com/embed.html#30957158/63684597>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2017a). Memoria Anual de Gestión FISE 2016. Recuperado de <http://e.issuu.com/embed.html#30957158/52759397>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2017b). *La industria del gas natural en el Perú: a diez años del proyecto Camisea* (tercera edición). Lima, Perú: Autor.

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2017c). Informe de supervisión y fiscalización del proyecto: "Mejoras a la Seguridad Energética del País y Desarrollo del Gasoducto Sur Peruano" (enero de 2017). Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/Decreto-Urgencia-001-2017/Informes-Supervision/01-Informe-Mensual-Enero-2017.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2016). Gas natural vehicular (GNV). *Boletín Informativo de los Agentes Autorizados por Osinergmin*. Recuperado de http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gas_natural/Documentos/Comercializacion/GNV/Boletin%20Informativo%20de%20los%20agentes%20GNV-2016-1_revisado.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinergmin) (2014). *La industria del gas natural en el Perú: a diez años del proyecto Camisea*. Lima, Perú: Autor.

Perupetro (2010-2019). Embarques de gas natural para fines de exportación. Recuperado de <http://www.perupetro.com.pe/exporta/relacion.jsp> Perupetro (2008-2018). Regalía: reporte de las series estadísticas de Perupetro. Recuperado de <http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/corporativo/e09914e3-6547-4175-a057-77e246d00d77/Regalia+Historica+2008-2018.pdf?MOD=AJPERES&Regalias%20anual%202008-2018>

Perupetro (2018). *Estadística anual de hidrocarburos, 2018*. Recuperado de <http://www.perupetro.com.pe/wps/portal/corporativo/PerupetroSite/estadisticas>

Petróleos del Perú (Petroperú) (1990). *Memoria anual 1989*. Lima, Perú: Autor. Recuperado de https://www.petroperu.com.pe/Storage/tbl_documentos_varios/fld_1160_Documento_file/127-v3Wn5Jz9Pt7Av6T.pdf

Petróleos del Perú (Petroperú) (1989). *Memoria anual 1988*. Lima, Perú: Autor.

Petróleos del Perú (Petroperú) (1988). *Memoria anual 1987*. Lima, Perú: Autor.

Proinversión (2019). Masificación del uso de gas natural-Distribución de gas natural por red de ductos en las regiones de Apurímac, Ayacucho, Huancavelica, Junín, Cusco, Puno y Ucayali [quinta versión del contrato de concesión]. Lima, Perú: Autor.

Quavii & Promigas (2018). *Informe del sector gas natural en Perú 2018: cifras 2017* (3.ª ed.). Lima, Perú: Autores. Recuperado de http://www.promigas.com/Es/Noticias/Documents/Informe-Sector-Gas-Peru/ISGNPERU2018_181018_DIGITAL.pdf

Saldarriaga, J. (2019, 2 de septiembre). Siete Regiones no excluirá a las industrias. Suplemento Día 1 de diario *El Comercio*. Recuperado de <http://imacorpmediosdigitales.com/PRENSA/2019/SEPTIEMBRE-2019/PERUPETRO/PERIODICOS/02-09-2019-PERUPETRO/HIDROCARBUROS/EL-COMERCIO-DIA-1-2-SIETE-REGIONES-NO-EXCLUIRA-A-LAS-INDUSTRIAS-02-09-2019.jpg>

Santillana, J. & J. Salinas (s. a.) *Historia del desarrollo del gas de Camisea*. Recuperado de <https://www.ssecoconsulting.com/historia-del-desarrollo-del-gas-de-camisea.html>

Torres, A. & C. Bessombes (2019, 26 de junio). Cada vez más cerca la llegada del gas boliviano para el sur peruano. *La República*. Recuperado de <https://larepublica.pe/economia/2019/06/26/cada-vez-mas-cerca-la-llegada-del-gas-boliviano-para-el-sur-peruano/>

Vargas, Rosío (2009). *La nacionalización de los hidrocarburos bolivianos en la presidencia de Evo Morales Ayma*. Ciudad de México: Centro de Investigaciones sobre América del Norte de la UNAM. Recuperado de http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1665-85742009000200002

SOCIOS DEL GRUPO PROPUESTA CIUDADANA



Asociación ARARIWA



Centro de Estudios para el Desarrollo Regional - CEDER



Centro de Estudios para el Desarrollo y la Participación - CEDEP



Centro de Estudios Regionales Andinos "Bartolomé de las Casas" - CBC



Centro de Estudios y Promoción del Desarrollo - DESCO



Centro Ecuménico de Promoción y Acción Social Norte - CEDEPAS NORTE



Centro de Investigación Social y Educación Popular - ALTERNATIVA



Centro de Investigación y Promoción del Campesinado - CIPCA



Centro Peruano de Estudios Sociales - CEPES



Instituto de Estudios Peruanos - IEP

Grupo Propuesta Ciudadana

Calle Alberto Arca Parró 180-B, San Isidro

(511) 393-8286 / 421-6204

www.propuestaciudadana.org.pe

contacto@propuestaciudadana.org.pe