

PRO INVERSIÓN

Caso de estudio de una asociación público-privada en el Perú

Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica

PERÚ Ministerio de Economía y Finanzas

PRO INVERSIÓN

Ponle Punche y ganamos todos PERÚ

PRO INVERSIÓN

Nicole Prado
Ludwig Rivera

Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica

Caso de estudio de una asociación público-privada a en el Perú

Agencia de Promoción de la Inversión Privada – PROINVERSIÓN

PRO INVERSION

La Agencia de Promoción de la Inversión Privada no se responsabiliza por los comentarios y/o afirmaciones que el presente documento contenga. La finalidad de la presente investigación tiene como tenor el ámbito informativo-académico y no de crítica. Esperamos que el lector encuentre este documento como un referente para comprender más sobre las APP en el Perú y cuál fue el proceso del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica. La investigación desarrollada se basa en información pública disponible, por lo que no puede ser empleada como medio probatorio en cualquier tipo de controversia.



Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica

Autores:
Nicole Prado
Ludwig Rivera

Editado por:
Agencia de Promoción de la Inversión Privada – ProInversión Av. Canaval y Moreyra N.° 150 - San Isidro
Telef. 200-1200
Lima – Perú

Director ejecutivo:
Luis Natal Del Carpio Castro

Revisión:
Raul Lizardo García Carpio

Unidad de Análisis de Datos, Investigación e Inteligencia Estratégica - Uadiie [1]

Diseño y diagramación:
Diana Paola Collazo Ramos

Primera edición digital:
Marzo de 2025
Hecho el Depósito Legal en la Biblioteca Nacional del Perú N.° 2025-02801
Publicación digital disponible en: https://www.investinperu.pe/es/pi/publicaciones-digitales

[1] Se expresan los agradecimientos a la economista Elba Roo por los aportes realizados en el desarrollo del presente documento.

Contenido

1. Introducción 9
2. Evolución del sector 10
   - 2.1. Gas natural 10
     - 2.1.1. Origen del gas natural 11
     - 2.1.2. Clasificación del gas natural 12
     - 2.1.3. Infraestructura de la industria del gas natural 13
   - 2.2. La industria del gas natural en el Perú 19
3. Antecedentes del proyecto 26
4. Marco institucional y legal 30
   - 4.1. Gobernanza 30
   - 4.2. Condiciones económicas 31
   - 4.3. Condiciones legales 33
5. Gasoductos de Ica 35
   - 5.1. Actividades constructivas 36
   - 5.2. Macroprocesos 38
   - 5.3. Empleo generado 39
6. Licitación 40
   - 6.1. Plan de promoción 40
   - 6.2. Proceso del concurso 41
   - 6.3. Convocatoria 42
   - 6.4. Factor de competencia y criterios de adjudicación de la buena pro 44
   - 6.5. Proceso de cierre 50
7. La concesión en la actualidad 51
   - 7.1. Cumplimiento regulatorio 50
   - 7.2. Operativo 50
   - 7.3. Financiero 53
8. Impacto del proyecto 55
9. Matriz de evaluación 60
   - 9.1 Metodología IESE Business School 60
   - 9.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible 61
10. Lecciones aprendidas 63
11. Conclusiones 65
12. Bibliografía 66
13. Anexos 69

TABLAS

Tabla 1: Composición del gas natural....11
Tabla 2: Clasificación de las reservas de gas natural....16
Tabla 3: Índice de nocividad de combustibles (INC) para el año 2024....19
Tabla 4: Reservas y recursos de gas natural al 31 de diciembre DEL 2022....23
Tabla 5: Empresas participantes en el proceso de ampliación....38
Tabla 6: Lista de interesados que cancelaron el derecho de participación....42
Tabla 7: Resumen de postores que presentaron su oferta....47
Tabla 8: Resumen de la evaluación del contenido de las propuestas....47
Tabla 9: Oferta de número de clientes presentada por Consorcio EEB-TGI....48
Tabla 10: Oferta de número de clientes presentada por Promigas S. A. E. S. P....48
Tabla 11: Oferta de número de clientes presentada por Consorcio SUEZ – G&M....49
Tabla 12: Resumen de propuestas....49
Tabla 13: Intervenciones Plan Punche 01....51
Tabla 14: Intervenciones Plan Punche 02....52
Tabla 15: Intervenciones Plan Quinquenal....53
Tabla 16: Consumidores totales....53
Tabla 17: Reclamo por porcentaje de usuarios....54
Tabla 18: Índice de satisfacción....54
Tabla 19: Resultados financieros al 2023....55
Tabla 20: Matriz de evaluación....61

IMÁGENES

Ilustración 1: Línea de tiempo del descubrimiento del gas natural....10
Ilustración 2: Clasificación del gas natural....12
Ilustración 3: La geología de los recursos de gas natural....12
Ilustración 4: Etapas de la cadena de valor de la industria del gas natural....13
Ilustración 5: Torres de perforación en mar y tierra....13
Ilustración 6: Reservas de gas natural a nivel mundial....15
Ilustración 7: Producción de gas natural por región mundial....16
Ilustración 8: Secuencia típica de procesamiento de gas....17
Ilustración 9: Estructura del suministro del gas natural en el Perú....20
Ilustración 10: Proceso del gas natural Aguaytía, 2013....20
Ilustración 11: Localización geográfica de los yacimientos gasíferos de la costa y el zócalo norte....21
Ilustración 12: Reservas probadas desarrolladas de gas natural (BCF)....23
Ilustración 13: Avances en la masificación de gas natural en el Perú....25
Ilustración 14: Regiones consideradas iniciativa del Banco Mundial....26
Ilustración 15: Trazo del Ramal Regional Principal (RRP) para Ica - 2004....27
Ilustración 16: Distribución de la demanda por usuario en el departamento del Cusco....28
Ilustración 17: Tasas de variación porcentual del PBI real 2004-2009....31
Ilustración 18: Inflación y meta de inflación 2004-2009....32
Ilustración 19: Inversión bruta fija privada (var. porcentual real) 2003-2009....33
Ilustración 20: Inversión bruta fija privada (porcentaje del PBI) 2004-2009....33
Ilustración 21: Esquema del Sistema de distribución....35
Ilustración 22: Proyecto Contugas....36
Ilustración 23: Red del Proyecto Contugas....38
Ilustración 24: Empleos generados en la etapa de construcción....39
Ilustración 25: Principales hitos del proyecto "Gasoducto Regional de Ica"....50
Ilustración 26: Usuarios por departamento al 2023....53
Ilustración 27: Evolución del número de nuevos clientes del sector residencial de gas natural en Ica....57
Ilustración 28: Ahorros netos acumulados o para el segmento residencial - Ica....57
Ilustración 29: Evolución de las principales variables del sector comercial - Ica....58
Ilustración 30: Evolución de los ahorros netos acumulados del sector comercial en Ica....58
Ilustración 31: Evolución de clientes industriales - Ica....58
Ilustración 32: Ahorro neto acumulado para el segmento residencial - Ica....58

ABREVIATURAS

BCF: miles de millones de pies cúbicos

Contingentes 2C: indica la mejor estimación de recursos contingentes

GJ: gigajoule

GLP: gas licuado de petróleo

GNL: gas natural licuado

GN: gas natural

MBPD: millones de barriles por día

MMPCD: millones de pies cúbicos por día

Prospectivos 2U: mejor estimación de recursos prospectivos

Totales 3P: reservas probadas, probables y posibles

TPC: trillones de pies cúbicos

Datos básicos

El proyecto comprende el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica. El gasoducto se inicia en la localidad de Humay, punto ubicado en el ducto principal de Camisea, con un ramal hacia Pisco y Chincha y otro hacia Ica, Nasca y Marcona, para atender la demanda industrial en sus extremos.

Se trata de un proyecto autofinanciado y cuenta con un plazo de concesión de 30 años, hasta el 2039. Se consideró como factor de competencia el mayor número de consumidores conectados ofertados y un factor denominado componente nacional.

Características de la concesión

Modalidad: Contrato de concesión autofinanciada
Modo de Desarrollo: Build, Own, Operate and Transfer - BOOT
Área de influencia: Ica
Inicio de convocatoria: 24 de agosto del 2007
Aprobación de las bases del contrato consolidadas: 13 de agosto del 2007
Aprobación de la versión final del contrato: 17 de marzo del 2008
Buena Pro: 25 de abri del 2008
Firma de contrato de concesión: 7 de marzo del 2009
Adjudicatario: Contugas S. A. C. (antiguo consorcio EEB-TGI)
Duración: 30 años, desde la fecha de cierre.
Entidad concedente: Ministerio de Energía y Minas – Minem
Entidad regulatoria: Osinergmin

1. Introducción

En el proceso de transición hacia fuentes de energía más seguras, económicas y respetuosas con el medio ambiente, el gas natural se presenta como una opción crucial para avanzar hacia un futuro sostenible a través de la diversificación energética. A diferencia del carbón y otras fuentes fósiles, el gas natural es más eficiente y limpio, destacando por sus menores emisiones de residuos contaminantes. Su versatilidad lo convierte en un recurso idóneo tanto para el uso doméstico como para aplicaciones industriales y comerciales, incluyendo la generación de energía, el transporte y como materia prima en la industria petroquímica.

América Latina posee aproximadamente 278,9 billones de metros cúbicos de reservas probadas de gas natural, lo que representa el 4,2 % del total mundial. Venezuela concentra más de tres cuartas partes de las reservas totales de gas natural en América Latina, con 221,1 billones de metros cúbicos, consolidándose como líder absoluto. Le sigue Argentina (13,6), Brasil (12,3) y Trinidad y Tobago (10,2) como los países con mayores reservas. Argentina destaca alsustentar el 50 % de su matriz energética en el gas natural. Sin embargo, la relación entre reservas y producción en la región muestra disparidades, ya que varios países tienen suministro suficiente para los próximos 10 años, mientras que otros enfrentan mayor vulnerabilidad debido a sus menores ratios. Esto subraya la importancia de políticas que incentiven la inversión en infraestructura y mejoren el acceso al gas natural, promoviendo el desarrollo económico y reduciendo las desigualdades regionales [01].

El Perú contaba "a finales del 2022" con 10 859 millones de pies cúbicos de reservas totales de gas natural y 8392 millones de pies cúbicos de reservas probadas, que representan el 77,3 % del total [02]. Sin embargo, la disponibilidad del recurso contrasta con su limitada accesibilidad para la población. La falta de infraestructura adecuada y políticas de distribución masiva evidencian una brecha significativa entre la oferta de gas natural y su acceso para los peruanos, obstaculizando el desarrollo económico y perpetuando desigualdades. A pesar de los avances logrados con el Proyecto Camisea, iniciado en el 2004, que marcó el despegue de la industria del gas natural en el Perú, la masificación de su uso continúa siendo un desafío. Los beneficios del gas natural, en su mayoría, están concentrados en la capital y unas pocas regiones, mientras que el resto del país sigue sin disfrutar plenamente de este recurso. Las dificultades en la cadena de valor, la falta de estímulo a la inversión en exploración, y la insuficiente infraestructura de transporte siguen siendo barreras clave.

En respuesta a estos desafíos, PROINVERSIÓN en coordinación con el Ministerio de Energía y Minas, impulsó el proyecto "Gasoducto Regional de Ica". Esta iniciativa es parte integral del plan de masificación del gas natural en el país y representa un paso fundamental en la consolidación de una matriz energética más limpia y eficiente.

El proyecto ha logrado fortalecer la articulación entre Gobierno regional, Estado, empresas privadas, industrias, comercios y familias, promoviendo una transformación energética que ha generado importantes beneficios para la región. En ese sentido, el presente documento ofrece una visión detallada del proceso de adjudicación, ejecución y los beneficios obtenidos del proyecto "Gasoducto Regional de Ica", desarrollado bajo el modelo de asociación público-privada (APP). Este proyecto marca un hito en la infraestructura energética regional y demuestra cómo la cooperación entre los sectores público y privado puede generar resultados positivos y sostenibles para la sociedad peruana.

2. Evolución del sector

2.1. Gas natural

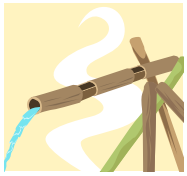
El uso del gas natural se remonta a la antigua Grecia, en el monte Parnaso se construyó el oráculo de Delfos. En este lugar, una llama alimentada por gas natural que emanaba de las grietas del suelo era venerada como una manifestación divina. Aunque este recurso era conocido desde hace siglos, su aplicación se limitaba principalmente a fines religiosos. Fue recién en el año 500 a. C. cuando los chinos le dieron un uso más práctico, canalizándolo mediante tuberías de bambú para hervir y purificar agua, además de emplearlo en la extracción de sal [03].

Siglos más tarde, en 1659, se descubrió gas natural en Gran Bretaña. Sin embargo, su comercialización no se desarrolló de inmediato, ya que el gas de carbón dominaba el mercado, siendo utilizado extensamente para la iluminación de hogares y faroles en las calles. Mientras tanto, en América del Norte, exploradores franceses descubrieron gas natural alrededor de 1626, cuando observaron a nativos indígenas encendiendo gases cerca del lago Erie. En 1821, William Hart perforó el primer pozo de gas natural en Fredonia, marcando el inicio de la explotación comercial del recurso en el continente y ganándose el título de padre del gas natural [04].

El siglo XIX marcó el comienzo de la industria del gas. A principios del siglo XX, se descubrieron grandes reservas de gas en Texas y Oklahoma, y en la década de 1920 se introdujeron tuberías de acero sin costura, lo que permitió transportar gas a mayores presiones y en mayores cantidades. En 1925, se construyó el primer gasoducto de más de 200 millas, conectando Luisiana con Texas [05].

El uso del gas natural creció significativamente en el siglo XX, especialmente a raíz de la escasez de petróleo en las décadas de 1960 y 1970, lo que impulsó la búsqueda de alternativas energéticas. Con el tiempo, el gas natural ha sido utilizado para iluminar hogares y alimentar estufas, calentadores de agua, hornos, plantas de fabricación y calderas para generar electricidad. Hoy en día, el gas natural es una fuente central de energía, valorada por ser un combustible limpio y eficiente para calefacción, cocina, transporte y generación eléctrica, consolidándose como una de las fuentes de energía más importantes del mundo.

Ilustración 1: Línea de tiempo del descubrimiento del gas natural



500 a. C. Los chinos utilizaron gas natural para hacer sal a partir de agua salada (salmuera) en evaporadores alimentados por gas.



1696 Los exploradores franceses descubrieron que los nativos americanos quemaban gases que se filtraban alrededor del lago Erie.



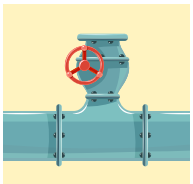
1816 En el siglo XIX, el gas natural, producido a partir de carbón, se usaba para iluminación en Europa y América, incluyendo las farolas de Baltimore.



1821 En Fredonia, Nueva York, William Hart excavó el primer pozo de gas natural, inspirando la creación de la Fredonia Gas Light Company, la primera empresa de gas natural en EE. UU.



1885 Robert Bunsen inventó el mechero Bunsen, que mezcla gas y aire para una llama segura. Los dispositivos termostáticos luego permitieron controlar su temperatura.



1891 Uno de los primeros oleoductos, de 193 km, llevó gas natural de Indiana a Chicago, aunque con baja eficiencia.

Fuente: U. S. Energy Information Administration (EIA)
Elaboración: PROINVERSIÓN

2.1.1. Origen del gas natural

El gas natural es una forma de energía fósil, la más eficiente. Desde una perspectiva química, está compuesto principalmente por hidrocarburos como metano, etano y propano, junto con una menor proporción de gases no hidrocarburados, como dióxido de carbono y vapor de agua. Esta composición favorece su pureza, lo que permite una combustión más limpia. En su estado puro, el gas natural es incoloro, inodoro. Como gas combustible, al quemarse, libera una cantidad significativa de energía, por lo que se le considera un recurso energético fundamental en diversas aplicaciones.

Tabla 1: Composición del gas natural

Elemento	Fórmula%	v/v
Metano	CH_4	>85
Etano	C_2H_6	3-8
Propeno	C_3H_8	1-5
n-Butano	C_4H_{10}	1-2
Iso-butano	C_4H_{10}	<0,3
Iso-Pentano	C_5H_{12}	1-5
Iso-Pentano	C_5H_{12}	<0,4
Hexano, heptano, octano*	$C_NH_{2N}+2$	<2
Dióxido de carbono	CO_2	1-2
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	1-2
Oxígeno	O_2	<0,1
Nitrógeno	N_2	1-5
Helio	He	<0,5

Nota: *Hexano (C6H14) y derivados de hidrocarburos de mayor peso molecular hasta octano, así como benceno (C6H6) y tolueno (C6H5CH3).
Fuente: Speight (2019) [03].

En este sentido, para comprender adecuadamente su formación y origen, es importante considerar la teoría más aceptada sobre el gas natural. Esta teoría sostiene que el gas se forma a partir de materia orgánica, como restos de animales, plantas y microorganismos tanto terrestres como acuáticos, que quedan atrapados en los sedimentos a medida que son depositados y comprimidos.

A continuación, se identifican los tres procesos fundamentales a través de los cuales se forma el gas natural: los procesos termogénicos, biogénicos y abiogénicos.

Proceso biogénico

El gas biogénico se forma a poca profundidad y bajas temperaturas por la acción de bacterias metanogénicas sobre desechos orgánicos en sedimentos. Estas bacterias, comunes en ambientes con poco oxígeno, descomponen el material orgánico generando metano, que usualmente se libera a la atmósfera contribuyendo al efecto invernadero. Sin embargo, en ciertos casos, el metano queda atrapado bajo tierra y puede ser recuperado como gas natural, ofreciendo una fuente más limpia para generar electricidad, calefacción y combustible para vehículos [06 y 07].

Proceso termogénico

Este proceso ocurre cuando la materia orgánica, como restos de plantas y animales, se somete a alta presión y temperatura bajo tierra durante largos períodos. A diferencia del proceso biogénico, el termogénico descompone los enlaces de carbono a mayor profundidad. En depósitos superficiales predomina el petróleo, mientras que a mayores profundidades se genera principalmente gas natural, llegando en algunos casos a contener metano puro [06].

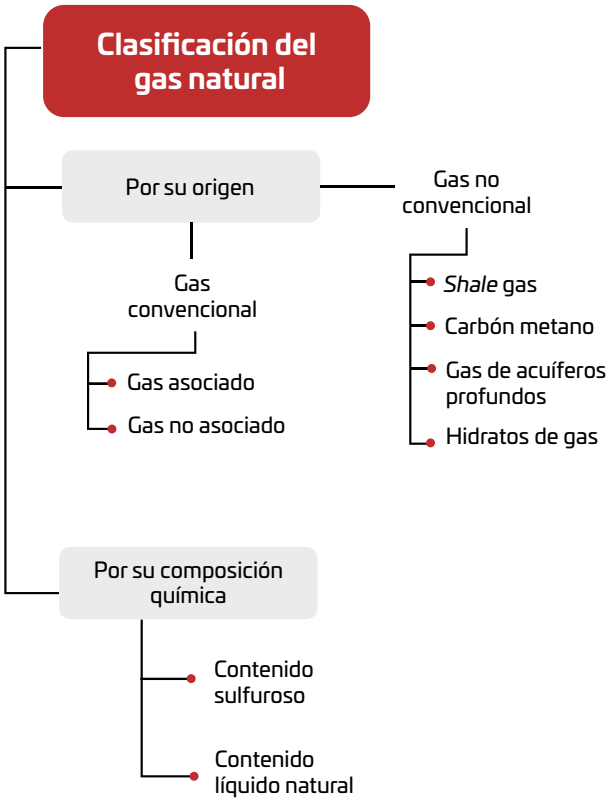
Proceso abiogénico

El gas abiogénico se origina a grandes profundidades bajo la corteza terrestre a partir de gases volcánicos ricos en hidrógeno y carbono. Durante su ascenso, estos gases pueden interactuar con minerales en ausencia de oxígeno,

formando compuestos como metano. A diferencia de los procesos biogénico y termogénico, este metano se genera por la reducción del dióxido de carbono durante el enfriamiento del magma, especialmente en sistemas hidrotermales agua-roca [06 y 07].

2.1.2. Clasificación del gas natural

Ilustración 2: Clasificación del gas natural



Elaboración: PROINVERSIÓN
Fuente: (Faramawy *et al.*, 2016) [07]

El gas natural se puede clasificar según su origen y composición química.

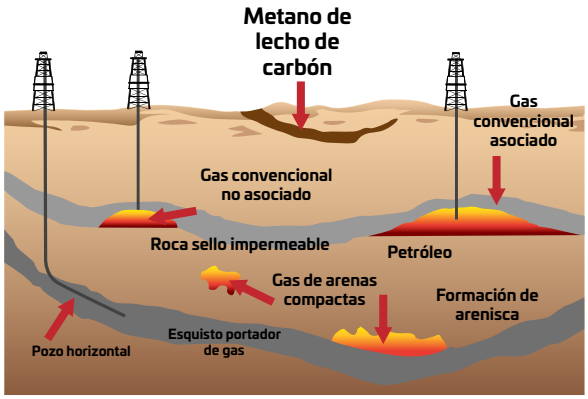
Gas convencional

El gas convencional se encuentra atrapado en estructuras rocosas que se han formado por el plegamiento y/o falla de capas sedimentarias. Se localiza en formaciones porosas de arenisca o caliza. A través de la perforación de un pozo vertical, se puede acceder al reservorio de gas, permitiendo que este fluya libremente hacia la superficie. A menudo, el gas convencional se encuentra asociado con petróleo.

La extracción de gas convencional se realiza mediante pozos verticales que acceden a acumulaciones de gas en reservorios porosos y permeables. Debido a la presión existente en estos reservorios, el gas fluye a través de los espacios porosos de la roca hacia el pozo, donde se libera esta presión, facilitando su ascenso a la superficie [04].

El gas convencional se clasifica en dos tipos según su asociación con el petróleo: gas asociado, que se encuentra en reservorios profundos junto con el petróleo crudo, y gas no asociado, que se encuentra en reservorios que contienen poco o nada de petróleo crudo [07].

Ilustración 3: La geología de los recursos de gas natural.



Fuente: U. S. Energy Information Administration
Elaboración: PROINVERSIÓN

Gas no convencional

A diferencia del gas convencional, que se encuentra atrapado en formaciones rocosas, porosas y permeables, el gas no convencional incluye tipos como gas de lutitas, metano en capas de carbón, gas de acuíferos profundos e hidratos de gas, que están atrapados en rocas impermeables. Esto requiere el uso de tecnologías avanzadas, como fracturación hidráulica y perforación horizontal, para su recuperación [04].

Mientras que el gas convencional permite un flujo natural hacia la superficie al perforar pozos verticales, los depósitos de gas no convencional son menos concentrados y más dispersos, lo que significa que necesitan estimulación para permitir un flujo eficiente del gas. Aunque representan grandes volúmenes de gas natural, solo una fracción de su potencial ha sido explotada. La extracción de gas no convencional implica perforar verticalmente y luego horizontalmente para maximizar la exposición de la roca portadora de gas al pozo [07].

- Gas de esquisto (*shale* gas): este tipo de gas se encuentra en yacimientos de baja permeabilidad, como esquisto, areniscas apretadas, limolitas, carbonatos arenosos, calizas, dolomitas y cretas. A diferencia del gas convencional, el metano de esquisto no está asociado con el petróleo y se encuentra atrapado en su roca madre, que también actúa como su reservorio.

- Carbón metano: también conocido como metano en capas de carbón o metano de mina de carbón, este gas se localiza en vetas de carbón y se forma durante el proceso de carbonificación. El metano se genera por el aumento de temperatura y presión en la materia orgánica enterrada, quedando adsorbido en los depósitos de carbón. Su producción se facilita mediante la fracturación hidráulica de los pozos perforados en estos depósitos.

- Hidratos de gas: estos compuestos se forman cuando el gas natural queda atrapado en una estructura de agua congelada, creando una forma sólida de gas que puede ser descompuesta para su utilización.

Por su composición química:

a) Según su contenido de hidrocarburos:

El gas seco, también denominado gas no asociado, está formado principalmente por metano y contiene una cantidad mínima o nula de compuestos C_2+. Por otro lado, el gas húmedo, conocido como gas asociado, incluye más del 10 % en volumen de compuestos C_2+ [08].

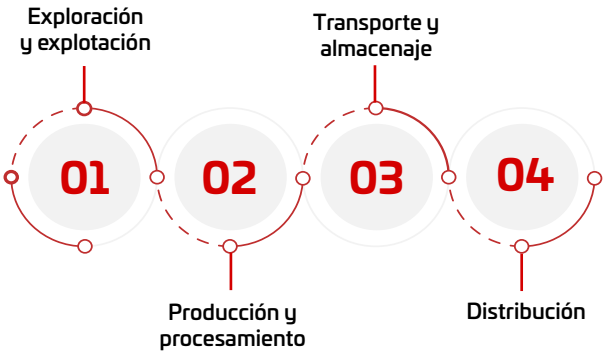
b) Según su contenido de azufre:

El gas dulce tiene una concentración insignificante o nula de H_2S (azufre), mientras que el gas ácido contiene niveles de H_2S que superan los 5 mg/Nm^3, lo cual se considera inaceptable [09].

2.1.3. Infraestructura de la industria del gas natural

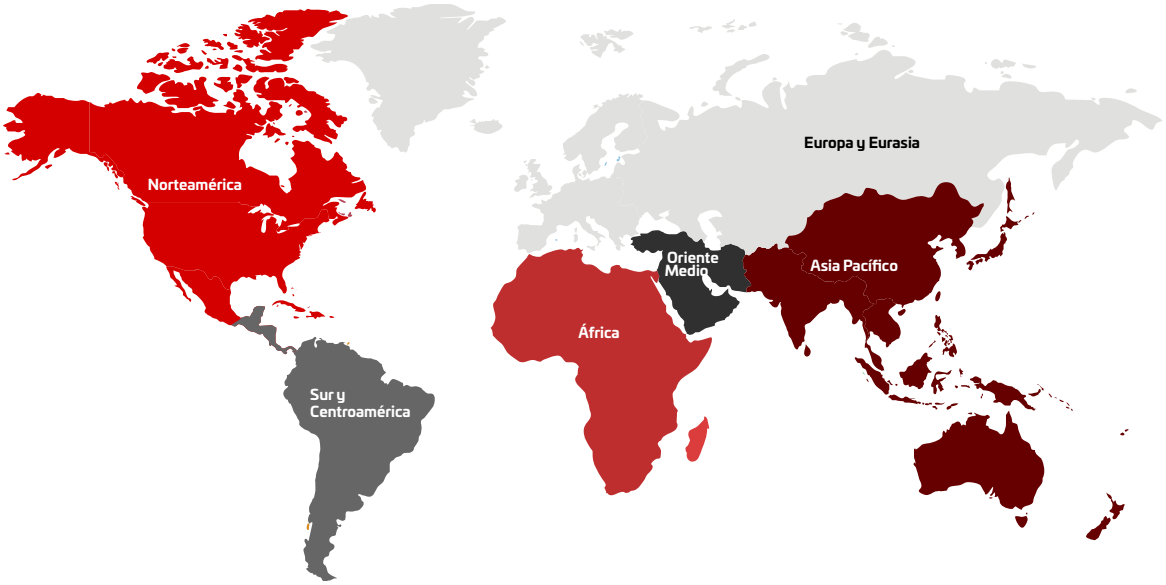
Por lo general, la industria del GN comprende exploración, explotación, producción, procesamiento, transporte, almacenaje y comercialización.

Ilustración 4: Etapas de la cadena de valor de la industria del gas natural

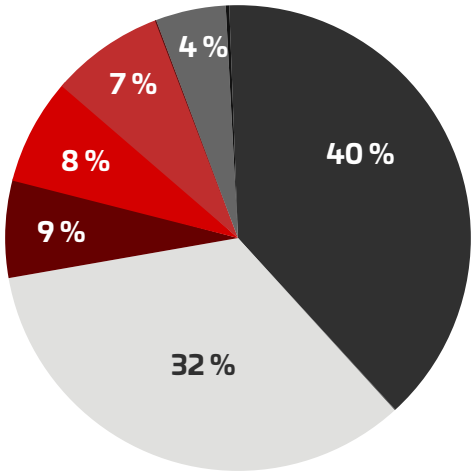


Elaboración: PROINVERSIÓN

Ilustración 5: Reservas de gas natural a nivel mundial



REGIÓN	
Oriente Medio	2,678
Europa y Eurasia	2,111
Asia Pacífico	586
Norteamérica	535
África	453
Sur y Centroamérica	279
Total	6,642



Fuente: British Petroleum [11].
Elaboración: PROINVERSIÓN

Exploración

La exploración es el primer paso en el proceso y tiene como objetivo identificar posibles acumulaciones de gas natural en el subsuelo. Este proceso se basa en el uso de avanzados estudios geológicos y geofísicos para detectar zonas donde podrían encontrarse los hidrocarburos. Además, se llevan a cabo estudios geoquímicos, que incluyen el análisis de suelos, sedimentos y aguas cercanas al área de interés. Estos estudios buscan identificar microfiltraciones de hidrocarburos que puedan indicar la presencia de gas en el yacimiento [10].

Con los datos obtenidos de estos estudios, se desarrollan modelos para evaluar la viabilidad del yacimiento. Estos modelos permiten proyectar la cantidad y calidad del gas, así como las condiciones del reservorio. Si los resultados son favorables, se procede a la perforación de pozos exploratorios, los cuales confirman la presencia de gas y proporcionan muestras para su análisis. Esta fase es crucial para determinar si el desarrollo del yacimiento será económicamente viable y sostenible a largo plazo [10].

Explotación

Si los estudios preliminares confirman que la explotación del gas es rentable, se pasa a esta fase, que incluye la perforación de pozos de producción y el desarrollo de la infraestructura necesaria para extraer y transportar el gas hacia las plantas de procesamiento. El primer paso en la explotación es la perforación de los pozos de producción [10]. En el caso del gas convencional, se utilizan principalmente dos métodos de perforación:

- **Perforación vertical:** es el método más común y se utiliza para yacimientos de gas convencional. Consiste en perforar directamente hacia el reservorio, generalmente a una profundidad de entre 300 y 800 metros. Este método es eficaz cuando el gas está cerca de la superficie

- **Perforación horizontal:** este método es más eficiente, ya que permite redirigir el taladro lateralmente una vez alcanzada la profundidad deseada. Esto incrementa el rendimiento del pozo sin necesidad de múltiples plataformas, lo que reduce el impacto ambiental y los costos operativos.

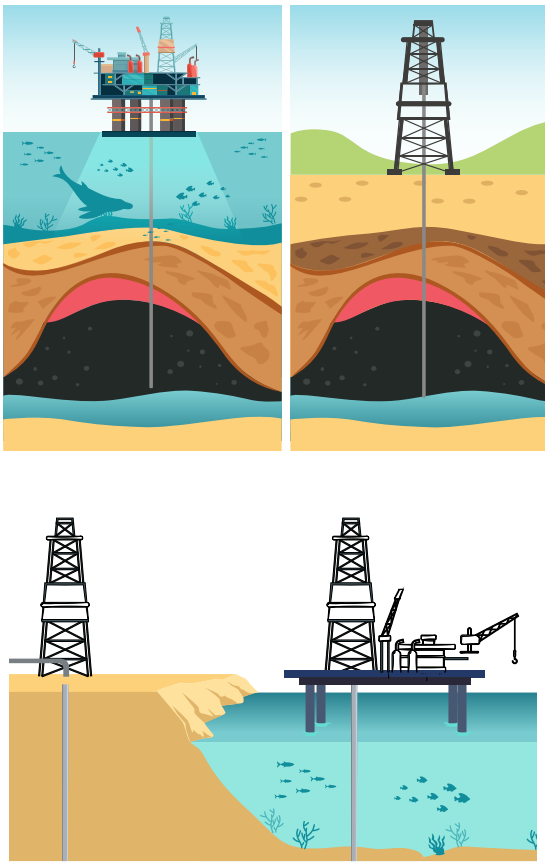
En los casos de gas no convencional, como el gas de esquisto, se emplea la técnica de fracturación hidráulica *(fracking)*. Este proceso consiste en inyectar una mezcla de agua, arena y productos químicos a alta presión para fracturar las rocas que contienen el gas y liberarlo. Aunque es una técnica eficaz para extraer gas atrapado en formaciones profundas, presenta desafíos ambientales, como el alto consumo de agua y la generación de residuos tóxicos, lo que ha llevado a restricciones en algunas regiones [10].

Finalmente, en algunos casos, se utiliza la acidificación, un proceso que disuelve las rocas que bloquean el flujo de gas hacia el pozo, como complemento a otras técnicas de perforación.

Las reservas de gas natural

Las reservas probadas mundiales son aproximadamente 6642 TPC. Las mayores reservas se encuentran en Rusia, con 1320 TPC, lo que representa el 20 % de las reservas mundiales, seguidas por Irán con 1134 TPC (17 %) y Catar con 871 TPC (13 %). Estas cifras corresponden al cierre del 2020, la última fecha de actualización disponible [01].

Ilustración 6: Torres de perforación en mar y tierra



Fuente: Comunidad de Madrid, Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, Dirección General de Industria, Energía y Minas. (2002) [10].

La tabla 2 ofrece una visión general de las clasificaciones de las reservas de gas natural de acuerdo con el Petroleum Resources Management System (PRMS). Este sistema establece una serie de categorías que ayudan a definir el estado y la viabilidad de las reservas, proporcionando una base común para la evaluación y el reporte de recursos energéticos en la industria.

Tabla 2: Clasificación de las reservas de gas natural

RESERVAS	Hidrocarburos recuperables comercialmente de acumulaciones conocidas a partir de una fecha específica.	**RESERVAS POSIBLES**	Hidrocarburos adicionales con al menos un 10 % de probabilidad de recuperación, menos seguros que las reservas probables.
RESERVAS PROBADAS	Hidrocarburos recuperables con alta certeza a partir de una fecha específica, con al menos un 90 % de probabilidad de éxito usando métodos probabilísticos.	**RECURSOS CONTINGENTES**	Hidrocarburos potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, no comerciales actualmente debido a contingencias.
RESERVAS PROBABLES	Hidrocarburos adicionales con al menos un 50 % de probabilidad de recuperación, menos seguros que las reservas probadas.	**RECURSOS PROSPECTIVOS**	Hidrocarburos potencialmente recuperables de acumulaciones no descubiertas mediante futuros proyectos de desarrollo.

Elaboración: PROINVERSIÓN

Fuente: Petroleum Resources Management System (PRMS) (2018) [12].

Producción

La producción de gas natural es la etapa en la que el gas se extrae desde los yacimientos a través de pozos perforados. Una vez extraído, se transporta a instalaciones cercanas donde se realiza un tratamiento inicial para separar impurezas como agua y partículas sólidas, asegurando que el gas esté en condiciones básicas para su posterior traslado a las plantas de procesamiento.

Ilustración 7: Producción de gas natural por región mundial



REGIÓN	
Oriente Medio	70
Europa y Eurasia	99
Asia Pacífico	66
Norteamérica	116
África	24
Sur y Centroamérica	16
Total	391

Fuente: British Petroleum [09].
Elaboración: PROINVERSIÓN

En la ilustración 7 se destacan las diferencias geográficas en la producción de gas natural durante el 2022. Norteamérica encabeza la producción, con Estados Unidos consolidándose como el principal productor mundial. En octubre y noviembre del 2022, la producción mensual de gas natural en EE. UU. alcanzó niveles récord, superando los registros del 2019, antes de la pandemia.

En cambio, la producción de Rusia, el segundo mayor productor global, experimentó una disminución debido a la caída en sus exportaciones hacia la Unión Europea, como resultado de las sanciones derivadas del conflicto con Ucrania. Las regiones de Europa y Eurasia, Asia-Pacífico y África también presentan una producción relevante, aunque inferior a la de Norteamérica. Finalmente, Sur y Centroamérica tienen una participación más reducida en la producción mundial de gas natural.

Procesamiento

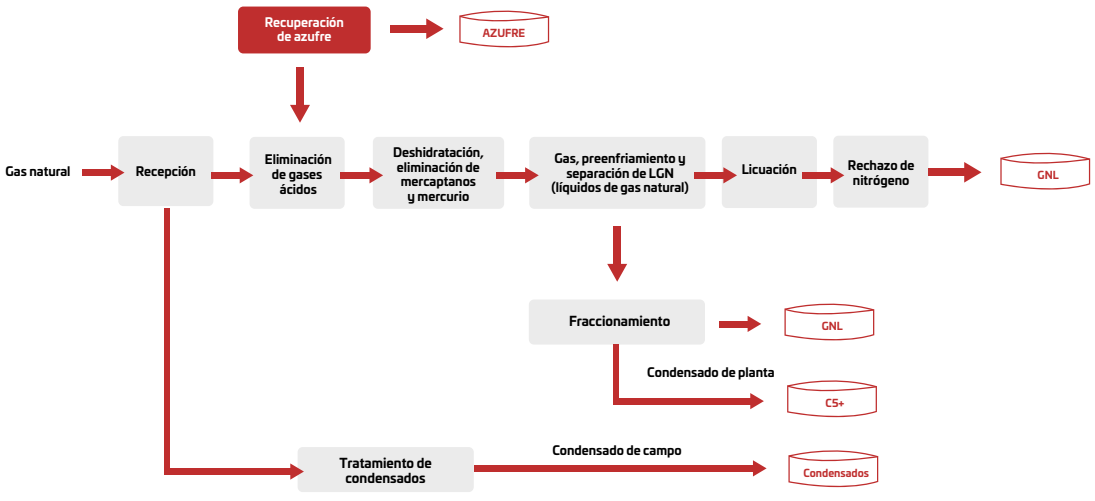
En las plantas de procesamiento comienza un procedimiento complejo que inicia con la separación de la mezcla de hidrocarburos extraída. En esta etapa, se divide la mezcla en gas natural e hidrocarburos líquidos. El gas natural tratado se destina a diversas aplicaciones, como centrales termoeléctricas, plantas de licuefacción, hogares y el sector Automotriz. Por su parte, los hidrocarburos líquidos se envían a plantas de fraccionamiento, donde se transforman en combustibles esenciales como el gas licuado de petróleo (GLP) y diésel [13].

Una vez separado, el gas natural pasa por procesos adicionales diseñados para garantizar su calidad y facilitar su distribución. Primero, se eliminan impurezas como agua, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno. La eliminación de agua, realizada mediante procesos de absorción o adsorción, es fundamental para evitar problemas durante su transporte y uso, ya que la presencia de humedad puede provocar la formación de hidratos que bloquean tuberías. El dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno, por su parte, son tratados para minimizar riesgos ambientales. El sulfuro de hidrógeno, específicamente, se procesa mediante el método Claus, que lo convierte en azufre elemental.

Paralelamente, se lleva a cabo el fraccionamiento de los hidrocarburos líquidos presentes en la mezcla. Este proceso utiliza técnicas avanzadas como la expansión criogénica, que enfría el gas a temperaturas cercanas a -85 °C para separar componentes como etano, propano y butano. Estos subproductos, además de tener valor comercial, son esenciales para diversas industrias, como la petroquímica y la energética.

Finalmente, el gas natural purificado, libre de impurezas y humedad, cumple con los estrictos requisitos de calidad establecidos por las regulaciones del sector. Esto lo hace apto para una amplia variedad de usos finales, contribuyendo de manera significativa al suministro energético global y al desarrollo de industrias clave.

Ilustración 8: Secuencia típica de procesamiento de gas



Fuente: Speight (2019) [03].

Transporte

El transporte de gas natural desde los puntos de producción hasta los consumidores se realiza mediante tres métodos principales: gasoductos, transporte de gas natural comprimido (GNC) y transporte de gas natural licuado (GNL). Los gasoductos, tanto terrestres como submarinos, constituyen la opción más económica y eficiente para trasladar grandes volúmenes de gas a largas distancias. Sin embargo, los gasoductos submarinos, aunque técnicamente viables, presentan mayores costos, debido a las complejidades del terreno submarino y las exigencias técnicas, siendo hasta diez veces más costosos que los gasoductos terrestres de igual longitud [13].

En aquellos casos donde los gasoductos no son una alternativa viable, el GNL se convierte en una opción estratégica. Este método consiste en enfriar el gas natural a -162 °C, reduciendo su volumen a una seiscientosava parte del original, lo que facilita su transporte en barcos especializados. Aunque efectivo para distancias largas y rutas marítimas, este método conlleva altos costos de inversión tanto en las plantas de licuefacción, donde el gas se convierte en líquido, como en las terminales de regasificación, donde retorna a su estado gaseoso. Además, el proceso de licuefacción y transporte demanda un consumo energético significativo, que puede representar hasta una cuarta parte del gas transportado [13].

El GNC es una alternativa adicional que, aunque menos común, se utiliza principalmente en casos específicos donde las distancias no son extensas o cuando las condiciones geográficas limitan el uso de gasoductos y GNL. Este método implica comprimir el gas a altas presiones para facilitar su transporte en vehículos especializados, aunque su capacidad de almacenamiento y traslado es más limitada en comparación con las otras opciones.

Almacenaje

El almacenamiento de gas natural es una actividad esencial para equilibrar la oferta y la demanda a lo largo del año, especialmente durante los picos estacionales, como en invierno. Este proceso garantiza un suministro continuo y confiable al permitir que el gas se inyecte en instalaciones subterráneas durante los periodos de baja demanda, almacenándolo a alta presión para ser utilizado cuando la demanda aumenta. Además, el almacenamiento actúa como un seguro ante imprevistos, como desastres naturales o fallos en la producción, proporcionando flexibilidad a los operadores para ajustar el suministro según las fluctuaciones del mercado y los precios [03].

Las principales técnicas de almacenamiento incluyen el uso de instalaciones subterráneas, como yacimientos agotados, acuíferos y cavernas de sal. Los yacimientos agotados, que anteriormente contenían petróleo o gas, son los más utilizados debido a su capacidad significativa ya que cuentan con la infraestructura necesaria. Las cavernas de sal, por su parte, destacan por su sellado hermético y flexibilidad operativa, mientras que los acuíferos se emplean en áreas donde no existen yacimientos agotados, aunque requieren mayor preparación técnica y económica [04].

Además de los métodos subterráneos, el gas natural también se almacena en tanques criogénicos cuando está en forma de gas natural licuado (GNL). Estos tanques, diseñados para mantener temperaturas de -162 °C, reducen considerablemente el volumen del gas, haciéndolo ideal para almacenamiento en terminales o plantas industriales. Otra opción es el almacenamiento en tubos de alta presión, donde el gas natural comprimido (GNC) se conserva en cilindros metálicos, especialmente útil en aplicaciones móviles o en regiones sin acceso a gasoductos [04].

La gestión de estas instalaciones exige un monitoreo constante y pruebas regulares para garantizar la integridad y la seguridad del almacenamiento. Este nivel de control es crucial no solo para prevenir fugas o accidentes, sino también para optimizar la eficiencia de las operaciones, asegurando que el gas natural esté disponible cuando sea necesario.

Distribución

La etapa de distribución en la industria del gas natural se centra en la entrega del recurso desde los ductos principales de transporte hasta los consumidores finales. Este proceso se realiza a través de una red conformada por ductos de menor diámetro que conectan los puntos de distribución con diversos tipos de usuarios, como hogares, comercios e industrias. Una característica clave de esta etapa es el uso de materiales específicos, como PVC o acero, que permiten reducir costos, especialmente en áreas residenciales. La distribución se diseña para cubrir extensiones urbanas y garantizar el suministro eficiente y seguro a diferentes sectores [14].

Además, las redes de distribución presentan economías de escala significativas debido a la naturaleza decreciente de sus costos unitarios. Por ejemplo, un ducto de mayor diámetro puede transportar gas a un costo considerablemente menor por unidad que uno más pequeño. Esto hace que las infraestructuras de distribución sean esenciales para mantener precios competitivos y garantizar la accesibilidad del gas natural, especialmente en países donde su uso es masivo. La optimización de estas redes no solo asegura la conexión con los consumidores, sino que también contribuye al desarrollo de mercados energéticos más integrados y eficientes [14].

2.2. La industria del gas natural en el Perú

El gas natural en el país es aún una industria emergente que, debido al alto nivel de inversión que demandan las distintas actividades de su cadena de valor, requiere que el Gobierno intervenga activamente para fomentar el desarrollo del sector.

Entre los combustibles disponibles en el mercado nacional, el gas natural se destaca como el más limpio, siendo el que registra el menor índice de nocividad de combustible (INC). Este índice, elaborado por el Ministerio del Ambiente (Minam) en coordinación con el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), mide la nocividad de diversos combustibles en el mercado, tomando como referencia al gas natural, el combustible más limpio disponible en el país. Además, el INC considera los contaminantes emitidos por distintas fuentes, como vehículos, aviones, calderas, hornos y cocinas.

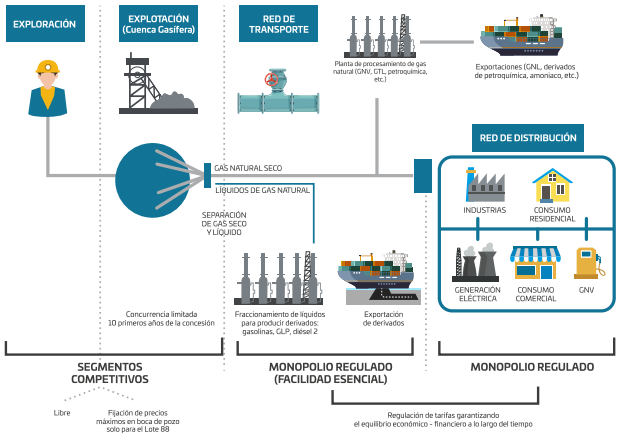
Este *ranking* es uno de los criterios utilizados por el MEF para definir el Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) aplicado a los combustibles. Dicho impuesto incorpora el criterio ambiental y el principio contaminador-pagador, penalizando con tasas impositivas más altas a los combustibles con mayor impacto ambiental.

Tabla 3: Índice de nocividad de combustibles (INC) para el año 2024

Tipo de Combustible	%
Gas natural	1,0
Gas licuado de petróleo (GLP)	2,2
Turbo A1	3,6
Carbón antracítico	6,1
Gasohol premium – 96 octanaje	8,6
Gasohol 95/97/98 octanos	8,6
Gsohol 90 octanos – S50	8,8
Gasohol regular – 91 octonaje – S50	9,5
Gasohol 90 octanos	9,6
Carbón bituminoso	10,1
Gasohol regular – 91 octonaje	10,3
Diésel B5 – S50	13,2
Diésel B5 – S5000	16,1
Petróleo industrial N.° 6	25,2
Gasohol 84 octanos – S50	28,3
Gasohol 84 octanos	28,8
Petróleo industrial N.° 500	34,0

Fuente: Decreto Supremo N.° 006-2024-MINAM [15]

Ilustración 9: Estructura del suministro del gas natural en el Perú



Fuente: Osinergmin

Gas natural antes de Camisea

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

Ilustración 10: Proceso del gas natural Aguaytía, 2013



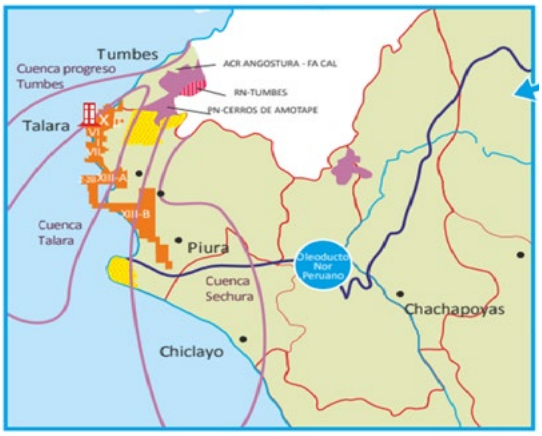
Fuente y elaboración: Grupo Energético Aguaytía.

La industria del gas natural en el Perú comenzó a tomar impulso con el descubrimiento del yacimiento de Aguaytía, ubicado en el Lote 31C, en el departamento de Ucayali. Este yacimiento fue identificado en 1961 por la compañía Mobil Oil Co. mediante el pozo AG-1X, aunque no se explotó comercialmente hasta 1993, cuando el Estado peruano lanzó una licitación para su desarrollo. En 1994, se firmó el contrato de licencia con The Maple Gas Corporation del Perú, marcando un avance significativo en la industria del gas en la región. En 1996, el contrato fue modificado para transferir la operación a Aguaytía Energy del Perú S. R. L., y la producción comercial comenzó en 1998, tras una inversión de aproximadamente 300 millones de dólares.

Se estimó que las reservas de Aguaytía podrían sostener la operación durante 30 años. A diferencia de los yacimientos de la costa norte, Aguaytía contaba con una infraestructura avanzada para procesar el gas, incluyendo una planta de fraccionamiento en Pucallpa, que convierte los líquidos de gas natural en productos comerciales, como GLP y gasolina natural [16].

Aguaytía Energy desarrolló una red de gasoductos de 124 km y de poliductos de 113 km, permitiendo el transporte de gas natural seco, GLP y gasolina natural desde la Planta de Procesamiento de Curimaná hasta estaciones de medición y plantas de fraccionamiento en Pucallpa. El gas natural seco abastece, además, a la Central Termoeléctrica de Aguaytía, operada por Termoselva S. R. L., contribuyendo a la generación de electricidad en el sistema nacional. Esta expansión en el uso del gas natural significó un paso adelante en la consolidación de la industria en el país, mejorando el acceso a energías limpias y económicas [17].

Ilustración 11: Localización geográfica de los yacimientos gasíferos de la costa y el zócalo norte



COMPAÑÍA OPERADORA	LOTE
Contratos de explotación con producción fiscalizada al 2013	
GMP S.A.	I
Petrolera Monterrico	II
Sapet Development Perú Inc	VI y VII
Petrobras Energía del Perú	X
Olympic Perú Inc	XIII
Petrotech	Z-2B



Fuentes: Perupetro y Minem
Elaboración: OEE-Osinergmin

En paralelo, la industria del gas natural también se había iniciado en los yacimientos de la costa norte, ubicados en los departamentos de Piura y Tumbes, en una zona rica en hidrocarburos. Desde los primeros años de explotación, el gas natural aparecía asociado a la producción de petróleo. Sin embargo, el desarrollo del mercado de gas en esta área fue limitado al principio, y se utilizó principalmente en la generación de energía térmica para refinerías, plantas de procesamiento y algunas centrales eléctricas cercanas. La falta de infraestructura y la escasa promoción del uso del gas natural en áreas residenciales e industriales restringían el crecimiento de esta industria [16].

Con el tiempo, la producción de gas en la costa norte fue fiscalizada y distribuida a través de empresas como Graña y Montero Petrolera, Petrolera Monterrico, Sapet, Petrobras Energía del Perú y Olympic. La producción en esta región fue constante, aunque la demanda no superaba los 40 MMPCD. La escasez de reservas probadas y el pequeño tamaño del mercado local dificultaban una explotación a gran escala, y los principales consumidores eran centrales eléctricas como la Central Termoeléctrica de Malacas y la Empresa Eléctrica de Piura. Parte del gas era también reinyectado debido a la baja demanda, reflejando las limitaciones del mercado de gas en esta zona [16].

Proyecto Camisea

El Proyecto Camisea ha sido uno de los desarrollos más significativos en la industria del gas natural (GN) en Perú. Este proyecto se originó en 1981, cuando la empresa Shell firmó un contrato de operaciones petrolíferas en la selva sur del Perú, descubriendo entre 1984 y 1988 importantes reservas de gas en la región de Camisea, ubicada en Cusco. En la década de los 90, el proyecto fue objeto de negociaciones importantes, incluyendo un contrato de 40 años otorgado a un consorcio liderado por Shell y Mobil. Sin embargo, a finales de los años 90, el consorcio decidió retirarse debido a desacuerdos sobre las condiciones de inversión y tarifas [16].

Posteriormente, el Gobierno peruano reorganizó el proyecto bajo un esquema segmentado, en el cual se separaron las actividades de explotación, transporte y distribución. En el año 2000, se adjudicaron nuevas licitaciones: el consorcio Pluspetrol asumió la explotación de los lotes 56 y 88, mientras que Transportadora de Gas del Perú (TGP) obtuvo la concesión para construir y operar el gasoducto que transporta el gas natural desde Camisea hasta Lurín. En Lima y Callao, la distribución de gas quedó a cargo de la empresa Cálidda, mientras que en Ica fue asumida por Contugas. Este modelo permitió una clara división de responsabilidades y agilizó el desarrollo del proyecto.

Licitación y desarrollo del Lote 88 y la Planta Malvinas

A inicios del 2000, el Gobierno peruano licitó la explotación del Lote 88 y la construcción y operación de la Planta Malvinas como parte del Proyecto Integral de Camisea. Mediante el Decreto Supremo N.° 021-2000-EM, se aprobó el contrato entre Perupetro S. A. y el consorcio Pluspetrol, que obtuvo la concesión para explotar los yacimientos por 40 años. Este contrato incluyó actividades de perforación, construcción de instalaciones y plantas de procesamiento.

La Planta Malvinas fue inaugurada en agosto del 2004 con una inversión de USD 600 millones, procesando inicialmente 450 MMPCD de gas natural (GN). Posteriormente, se amplió para procesar hasta 1160 MMPCD, incorporando unidades de separación, deshidratación, estabilización y criogénica, con productos como GN seco y líquidos de gas natural (LGN), esenciales para el transporte y fraccionamiento en Pisco. Una segunda ampliación en 2012 añadió capacidad para procesar 520 MMPCD adicionales, garantizando abastecimiento para el mercado nacional [16].

Licitaciones de los Lotes 56 y 57

El Lote 56 fue adjudicado al consorcio Pluspetrol en el 2004, permitiendo la exportación de su gas, mientras que las reservas del Lote 88 fueron destinadas al mercado interno tras una adenda contractual en el 2014. Este ajuste fue clave para asegurar el cumplimiento de compromisos energéticos locales.

Por otro lado, en el 2003 se licitó el Lote 57, otorgado al consorcio Repsol y Burlington Resources. El desarrollo de ambos lotes ha contribuido significativamente al suministro de gas natural y condensados en el país, con proyección hacia mercados externos a través de iniciativas como Perú LNG, que construyó infraestructura para la exportación de gas natural licuado (GNL) [16].

Desarrollo de infraestructura clave: Planta de Fraccionamiento de Pisco y Compresora Chiquintirca

La Planta de Fraccionamiento de Pisco, operada por Pluspetrol, comenzó operaciones en el 2004, procesando LGN provenientes de Malvinas. Diseñada para producir GLP, nafta y diésel, su capacidad inicial de 85 MBPD fue incrementada a 120 MBPD en el 2012, fortaleciendo la capacidad de almacenamiento y procesamiento.

Simultáneamente, la Planta Compresora Chiquintirca, inaugurada en el 2009, optimizó el transporte de gas natural hacia el City Gate y Pampa Melchorita, integrándose con las instalaciones de licuefacción inauguradas en el 2010. Estas mejoras incrementaron la capacidad de transporte de TGP a 530 MMPCD y reforzaron la cadena de valor del GN en el país [16].

Inversiones internacionales y expansión del Proyecto Camisea

El Proyecto Camisea ha atraído inversiones extranjeras significativas, como la incorporación de China National Petroleum Corporation (CNPC) en el 2013, adquiriendo activos de Petrobras en los Lotes 57 y 58. Además, Shell adquirió los activos de GNL de Repsol en 2013, consolidando su participación en Perú LNG.

Estas inversiones no solo diversificaron la estructura del sector energético peruano, sino que también promovieron la exploración y explotación de nuevos yacimientos, como los hallazgos en el Lote 58. Con cuatro lotes involucrados (88, 56, 57 y 58), el proyecto ha impulsado el desarrollo energético del país, asegurando un suministro estratégico de GN y LGN.

Reservas de gas natural en el Perú

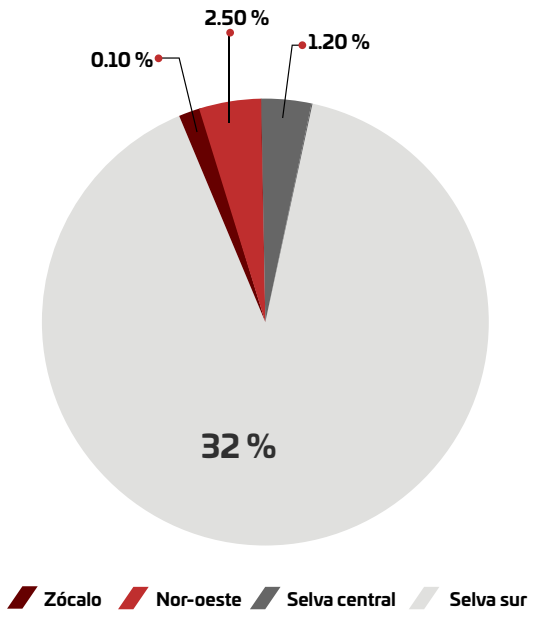
Las reservas probadas desarrolladas de gas natural al 31 de diciembre del 2022, a nivel país se han estimado en 7451 BCF.

Tabla 4: Reservas y recursos de gas natural al 31 de diciembre del 2022

Año	2021	2022	Variación	Variación %
Probadas	9259	8392	-867	9,36 %
Probables	1718	1346	-372	-21,66 %
Posibles	1376	1121	-255	-18,54 %
Totales (3P)	12,3353	10 859	-1494	-12,10 %
Contingentes (2C)	4728	4393	-334	-7,07 %
Prospectivos (2U)	31 053	34 254	2201	6,87

Fuente: Información DGH - Minem

Ilustración 12: Reservas probadas desarrolladas de gas natural (BCF)



Fuente: Información DGH - Minem

Marco legal del gas natural en el Perú

• Ley N.° 26221 – 20 de agosto de 1993: Ley Orgánica de Hidrocarburos. Esta ley establece las disposiciones generales sobre la organización y explotación de los recursos hidrocarburíferos en el Perú.

• Ley N.° 26734 – 31 de diciembre de 1996: Ley del Organismo Supervisor de la Inversión en Energía (Osinerg). Esta ley crea Osinerg, la entidad encargada de supervisar la inversión y el funcionamiento eficiente de los sectores energético y de hidrocarburos en el país.

• Ley N.° 27116 – 17 de mayo de 1999: Ley que crea la Comisión de Tarifas de Energía. Se encarga de la regulación de las tarifas de los servicios públicos en el sector Energético, incluyendo el gas natural.

• Ley N.° 27133 – 4 de junio de 1999: Ley de Promoción del Desarrollo de la Industria del Gas Natural (GN). Incluye el Decreto Supremo N.° 040-99-EM, que reglamenta esta ley para incentivar la industria del gas natural.

• D. S, N.° 042-99-EM – 15 de septiembre de 1999: Aprueban Reglamento de distribución de gas natural por red de ductos. Establece las reglas para la distribución de gas natural mediante redes de ductos en el territorio peruano.

• Ley N.° 28176 – 24 de febrero del 2004: Ley de Promoción de la Inversión en Plantas de procesamiento de gas natural. Promueve la inversión en la construcción de plantas para el procesamiento de gas natural en el país.

• D. S. N.° 006-2005-EM – 4 de febrero del 2005: Aprueba el reglamento para la instalación y operación de establecimientos de venta al público de GNV (gas natural vehicular). Regula la creación y operación de estaciones de servicio que expenden GNV.

• D. S. N.° 063-2005-EM – 28 de diciembre de 2005: Normas para promover el consumo masivo de gas natural. Establece los lineamientos para la promoción del consumo del gas natural en diversos sectores, especialmente en hogares y comercios.

• Ley N.° 28849 – 27 de julio del 2006: Ley de Descentralización del Acceso al Consumo de Gas Natural. Establece medidas para garantizar que el gas natural esté disponible en diversas regiones del país, promoviendo su masificación.

• Ley N.° 28964 – 24 de enero del 2007: Ley que transfiere competencias de supervisión y fiscalización de actividades mineras a Osinerg, pasándose a llamar Osinergmin. Esta ley da a Osinergmin mayores atribuciones para regular la industria minera y energética en el país.

• D. S. N.° 057-2008-EMV – 11 de noviembre del 2008: Aprueban reglamento de Comercialización de GNC y GNL. Regula la comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuado (GNL) en el mercado nacional.

• Ley N.° 29706 – 10 de junio del 2011: Ley de facilitación de conexiones domiciliarias al servicio público de distribución de gas natural. Simplifica y acelera los procedimientos para que las viviendas se conecten a la red de gas natural.

• Ley N.° 29852 – 13 de abril del 2012: Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE). Esta ley tiene como objetivo garantizar la seguridad del suministro de hidrocarburos y apoyar a los sectores de bajos recursos para acceder al gas natural.

• Ley N.° 29969 – 22 de diciembre del 2012: Ley que dicta disposiciones a fin de promover la masificación del gas natural. Establece políticas para incrementar el uso de gas natural a nivel nacional.

• Ley N.° 29970 – 22 de diciembre del 2012: Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo del polo petroquímico en el sur del país. Esta ley refuerza las medidas de seguridad en el sector energético y promueve el desarrollo de la industria petroquímica en la zona sur del Perú.

• R. S. N.° 004-2013-EF – 10 de enero del 2013: Ratifican acuerdo del Consejo Directivo de PROINVERSIÓN que aprueba la incorporación al proceso de promoción de la inversión privada del proyecto "Nodo Energético en el Sur del Perú". Este acuerdo busca fomentar la inversión en infraestructura energética en el sur del país.

• D. S. N.° 034-2013-EM – 27 de agosto del 2013 (Modificatoria del D. S. 037-2013-EM): Garantía del Estado en respaldo a declaraciones, seguridades y obligaciones contenidas en contratos de APP para la masificación del uso de gas natural, utilizando GNC, en diversas ciudades, a celebrarse con G. M. P. S. A.

• R. S. N.° 067-2013-EM – 18 de octubre del 2013: Otorgan a Gases del Pacífico S. A. C. la concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos de la concesión norte (Lambayeque, La Libertad, Áncash y Cajamarca).

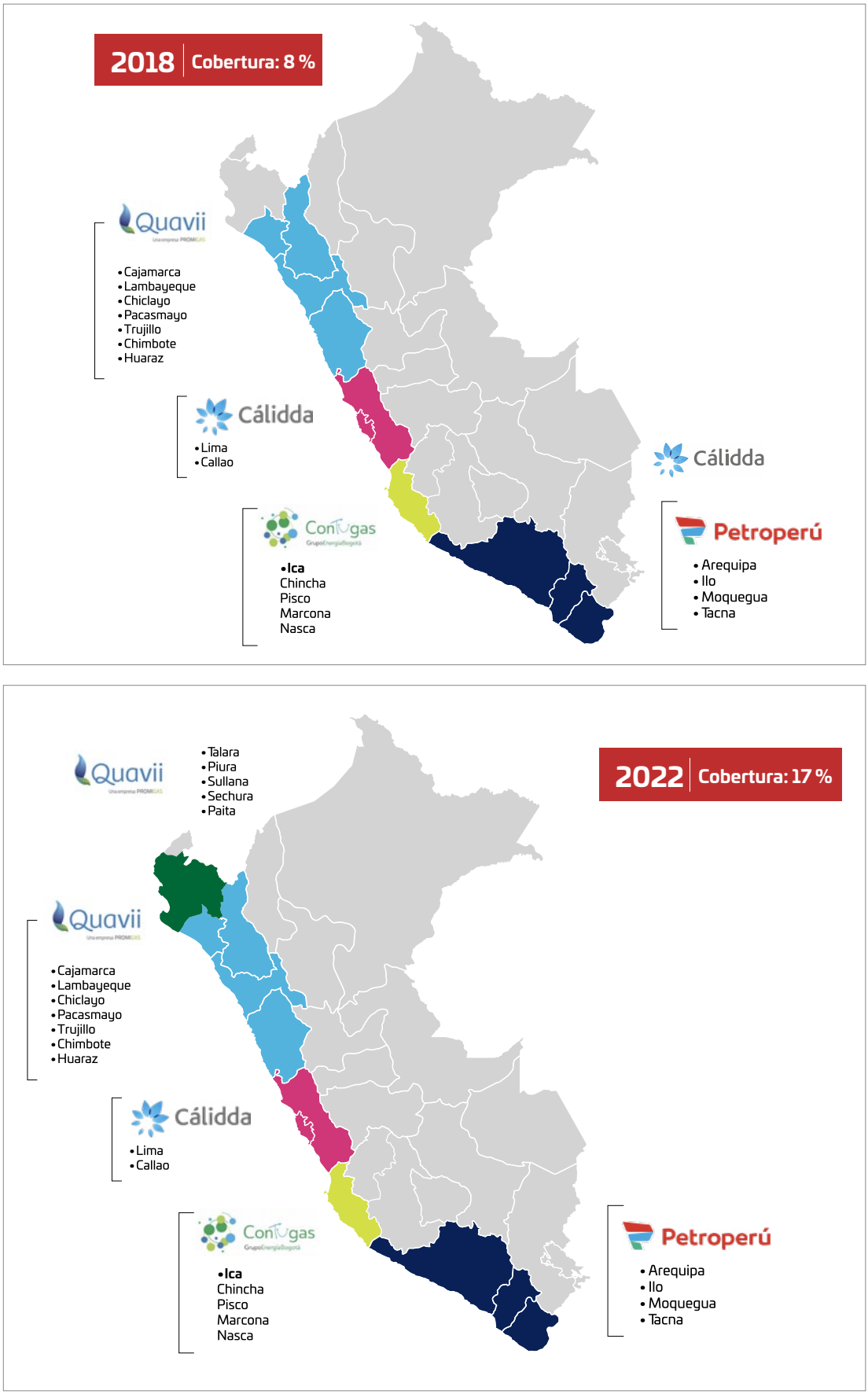
• R. S. N.° 068-2013-EM – 18 de octubre del 2013: Otorgan a Gas Natural Fenosa Perú S. A. la concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en la concesión sudoeste (Arequipa, Moquegua y Tacna).

• D. S. N.° 046-2013-EM – 31 de diciembre del 2013: Establecen medidas para incentivar el desarrollo del gas natural (ampliación del plazo de transporte, firma de gas natural y nuevos agentes de comercialización de GNC y GNL).

• Programa BonoGas – Fecha no especificada: Creación del Programa BonoGas. Su objetivo es que más familias peruanas accedan al gas natural, especialmente en zonas rurales y de bajos recursos.



Ilustración 13: Avances en la masificación de gas natural en el Perú



Fuente: Promigas [14]

3. Antecedentes del proyecto

En el apartado anterior, se exploraron las generalidades del sistema de gas natural, abarcando su historia, los principales procesos involucrados y los diferentes tipos de gas que existen. Esta revisión nos permite comprender la evolución y el impacto de esta industria en el contexto peruano. En este sentido, es fundamental profundizar en los antecedentes del proyecto. Como se mencionó previamente, la historia del gas natural como una industria significativa en el Perú se remonta a 1981, cuando la compañía Shell firmó un contrato de operaciones con el Estado peruano. Este acuerdo marcó un hito en la formalización del sector y sentó las bases para futuras inversiones y desarrollos [19 y 20].

El descubrimiento del yacimiento de Camisea y su adjudicación a principios del siglo XXI fueron, sin duda, los hitos más relevantes que sentaron las bases para el desarrollo del presente proyecto y también de otras industrias en el Perú [19]. Este descubrimiento no solo transformó el panorama energético del país, sino que también abrió nuevas oportunidades para la inversión en infraestructura relacionada con el gas natural [20].

Tras la inauguración de la Planta Malvinas, el City Gate Lurín y la planta de fraccionamiento en Pisco en el 2004, Perú inició un proceso continuo de exploración de nuevas redes alternativas para aprovechar de manera más eficiente la energía proveniente del gas natural. Este proceso fue impulsado por la necesidad de diversificar las fuentes energéticas del país y mejorar la seguridad energética. En este contexto, bajo el Programa de Asistencia para la Gestión del Sector Energético (Esmap), administrado por el Banco Mundial, se llevaron a cabo en el 2006 estudios técnicos, sociales, ambientales y económicos sobre los proyectos de suministro de gas natural a diversas regiones del país, siendo las seleccionadas Ayacucho, Junín, Ica y Cusco [19].

Ilustración 14: Regiones consideradas iniciativa del Banco Mundial



Fuente: Banco Mundial (2006)

El análisis realizado confirmó que el desarrollo de sistemas de provisión de gas en el departamento de Ica fue viable en todos los escenarios considerados, debido a las características económicas y sociales favorables de esta zona (véase imagen 15). La infraestructura existente y la demanda potencial de las industrias locales respaldaron esta conclusión optimista. Asimismo, la traza seleccionada resultó viable desde los puntos de vista ambiental, de diseño y técnico-constructivo, destacándose los siguientes aspectos [19]:

- Aprovechamiento de corredores existentes: la traza se desarrolló paralela a la carretera Panamericana, el gasoducto existente y caminos internos, lo que evitó la creación de nuevas franjas de disturbio y minimizó la afectación a propietarios, parcelas productivas privadas y áreas naturales protegidas.
- Impacto ambiental y cultural reducido: no se identificaron zonas de endemismos faunísticos o florísticos, sitios arqueológicos,

paleontológicos ni áreas de interés cultural o patrimonial.

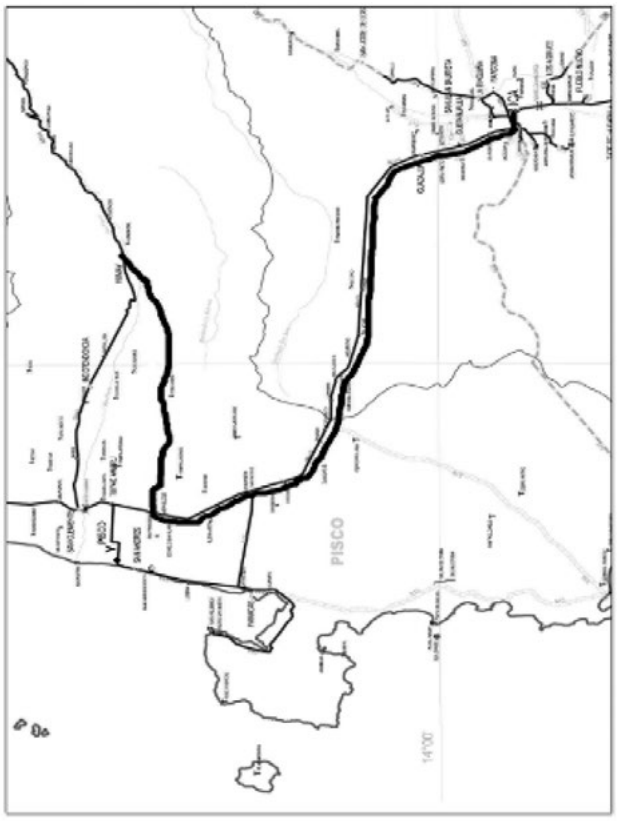
- Minimización de infraestructura adicional: no fue necesario construir nuevos caminos de acceso en las etapas constructiva y operativa.
- Posibilidad de expansión: aunque no se consideró en el análisis de prefactibilidad, el diseño incluyó la demanda proyectada de mercados como Nasca y Marcona mediante un gasoducto de 180 km y 10" de diámetro.
- Impactos positivos en la economía local: la construcción del proyecto generó empleo local, reactivación comercial y acceso a un recurso energético más económico y limpio, lo que potenció el desarrollo de nuevas áreas industriales.

Sin embargo, se identificaron algunos riesgos puntuales, como los posibles conflictos sociales y accidentes en zonas urbanas durante la etapa constructiva, debido a la falta de información. A pesar de esto, la traza evaluada presentó una sensibilidad ambiental baja en la mayor parte de su recorrido, consolidando su viabilidad técnica, económica y social.

La situación era diferente en los departamentos de Junín, Ayacucho y Cusco. A pesar de las diferencias sustanciales que existían para la promoción de este tipo de infraestructuras, el estudio identificó ciertos beneficios potenciales para estas zonas.

- Ahorro energético significativo: se estimó un ahorro energético para Ayacucho, Junín e Ica de 250 millones a 275 millones de dólares; mientras que para Cusco se proyectaron ahorros cercanos a 90 millones de dólares. Este ahorro no solo beneficiaría a las empresas locales, sino también a los consumidores residenciales.
- Generación masiva de empleo: se previó la creación de aproximadamente 1400 puestos de trabajo directos durante la etapa constructiva, únicamente en los departamentos mencionados. Esto representa una oportunidad importante para reducir el desempleo local y mejorar las condiciones económicas.
- Conexión a usuarios domésticos e industriales: la posibilidad de conectar tanto a usuarios domésticos como industriales podría facilitar el surgimiento de nuevas industrias en estos departamentos. Esto no solo diversificaría la economía local, sino que también aumentaría la competitividad regional.

Ilustración 15: Trazo del Ramal Regional Principal (RRP) para Ica - 2004



Fuente: Banco Mundial (2006)

En relación con el departamento de Ica, como se mencionó previamente, se constató una factibilidad técnica y social en todos los escenarios considerados. Entre los clientes industriales destacados se encuentra Aceros Arequipa, que había solicitado a Pluspetrol y TgP el abastecimiento inmediato de gas natural mediante un acuerdo provisional desde las instalaciones de fraccionamiento del Proyecto Camisea ubicadas en Paracas, esto último debido a los importantes ahorros de costos que implicaba contar con esta fuente energética. Esta demanda industrial fue un indicativo claro del posible potencial crecimiento económico que podría experimentarse en Ica si se implementa adecuadamente la infraestructura necesaria [19, 20 y 21].

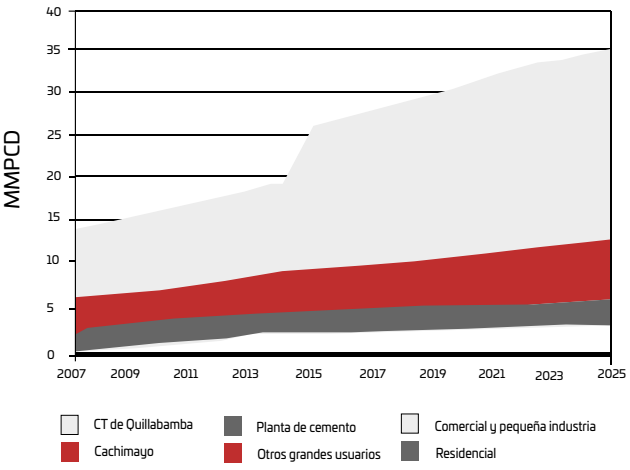
En Junín, si bien Doe Run y Calera Cut Off manifestaron su intención de adquirir gas natural a corto plazo, Cemento Andino dependía del carbón como fuente energética, lo cual ponía al departamento en una principal disyuntiva sobre la posible expansión y desarrollo de este tipo de infraestructura. Es necesario precisar que, en ese momento, el precio del carbón nacional era significativamente inferior al costo del gas natural; específicamente, Cemento Andino podía adquirir carbón a un precio que representaba un 20 % menos que el del gas natural. Esta diferencia económica plantea un desafío considerable para la transición hacia fuentes más limpias y sostenibles, en este departamento la observación de los usuarios domésticos no implicaba una variable de análisis debido a su pequeño consumo [19, 20 Y 21].

Por otro lado, en Ayacucho, la falta de clientes industriales hacía necesario integrar la concesión del gasoducto con la licitación de otro departamento. La ausencia de demanda industrial resaltaba la necesidad urgente de estrategias innovadoras para atraer inversiones y fomentar el desarrollo económico local. En ese sentido, se propuso que el proceso para conectar Ayacucho estuviera vinculado al proceso licitatorio en Junín para maximizar recursos y minimizar riesgos [19, 20 y 21].

En el departamento de Cusco, la demanda industrial de gas natural era notablemente limitada en ese momento, lo que planteaba un desafío significativo para el desarrollo de infraestructura necesaria para su distribución. Era imperativo revisar las proyecciones sobre cuándo podrían asegurarse las primeras demandas industriales de gas natural en la zona. Entre los proyectos más relevantes que se contemplaban se encontraba la conversión de la Planta de Nitratos de Cachimayo, la Planta de Cemento y la Central Termoeléctrica de Quillabamba. Estos proyectos fueron considerados como fundamentales no solo por su potencial para utilizar gas natural como fuente de energía, sino también por su capacidad para impulsar el desarrollo económico regional [19, 20 y 21].

Además, se consideró la implementación de sistemas residenciales para la distribución de gas natural, lo que implicaba identificar las primeras ciudades que podrían beneficiarse del servicio y determinar el número mínimo de conexiones necesarias en cada una. Sin embargo, esta propuesta incluía la necesidad de revisar qué parte del canon energético podría ser destinada a reducir los costos asociados con la implementación del sistema en el departamento (véase la imagen 16 en la cual se muestra el posible consumo por usuario). El canon energético, que representa una parte significativa de los ingresos generados por la explotación del gas natural, podría ser utilizado para subsidiar tarifas y hacer el servicio más accesible a la población local. A pesar de estas consideraciones, el consejo regional desestimó desde un inicio la propuesta que planteaba garantizar una facturación mínima utilizando parte del canon [19, 20 y 21].

Ilustración 16: Distribución de la demanda por usuario en el departamento del Cusco



Fuente: WB (2006)

Con base en estos análisis regionales, se decidió concentrar esfuerzos únicamente en los departamentos de Ayacucho, Ica y Junín para este primer paquete destinado al desarrollo de infraestructura gasífera. Así se desarrolló un plan para promover la inversión privada que incluyó una convocatoria pública y la elaboración exhaustiva de bases para licitación. Este proceso culminó con cuatro versiones del contrato de concesión adaptadas a las necesidades específicas identificadas durante los análisis previos.

Además, se llevaron a cabo gestiones ante el órgano regulador Osinergmin para determinar posibles tarifas aplicables que formarían parte del contrato. Estas tarifas son cruciales no solo para asegurar viabilidad económica, sino también para fomentar una competencia justa entre proveedores.

Sin embargo, a pesar del esfuerzo realizado por el Comité encargado del proyecto, no se lograron presentar las condiciones adecuadas para recibir ofertas finales ni adjudicar la concesión propuesta. Esto fue resultado directo de no haber conseguido compromisos firmes por parte de los potenciales usuarios industriales necesarios para viabilizar el desarrollo infraestructural mencionado.

En Junín, aunque había indicios claros sobre el interés por parte de empresas como Doe Run y Cementos Andinos por utilizar los servicios gasíferos disponibles, finalmente no se recibió una respuesta formal positiva por parte de estas compañías. Esto también afectó negativamente las posibilidades para Ayacucho.

Por otro lado, en Ica surgieron nuevas empresas interesadas; Shougang y Shougesa confirmaron su participación positiva en el proyecto, aunque con consumos inferiores a lo planificado inicialmente. Esto llevó a realizar modificaciones al esquema del proyecto limitando su alcance a Ica. Dadas las condiciones económicas prevalecientes y los altos volúmenes demandados por los usuarios industriales en esa región, inicialmente se consideró que sería autosostenible.

Con este panorama favorable, el 24 de julio del 2007 el Consejo Directivo de PROINVERSION aprobó modificaciones al Plan Promoción de Inversión Privada del Proyecto Gasoductos Regionales. Este acuerdo fue posteriormente ratificado mediante Resolución Suprema N.° 02-2007-EF publicada el 22 de agosto del mismo año.



4. Marco institucional y legal

4.1. Gobernanza

La gobernanza puede definirse como el proceso en el que distintos actores políticos colaboran en la toma de decisiones sobre asuntos públicos, gestionando tanto la competencia como la cooperación. Este proceso, caracterizado por un equilibrio entre competencia y cooperación, incluye tanto instituciones formales como informales, y la calidad del sistema depende de la forma en que estos actores interactúan [22].

Bajo ese concepto, distintas entidades contribuyeron en el desarrollo del proyecto "Gasoductos Regionales – ICA" como una APP.

AGENCIA DE LA PROMOCIÓN DE LA INVERSIÓN PRIVADA (PROINVERSIÓN)

Considerando que el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN decidió adjudicar el proyecto Gasoductos Regionales al sector privado, el 27 de mayo del 2004, la normativa aplicable en ese momento era el Decreto Supremo N.° 059-96-PCM, que contiene el Texto Único Ordenado de las leyes que regulan la concesión de obras públicas de infraestructura y servicios públicos al sector privado. Conforme a estos mismos mecanismos y procedimientos, se desarrolló el proyecto bajo la Resolución Suprema N.° 007-2007-1511, que establecía el inicio del proceso en la ciudad de Ica.

Es importante destacar que, antes de iniciar el proceso de promoción de la concesión, se produjeron cambios significativos en el marco institucional para la participación de la inversión privada en el Perú. En 1996, se creó la Comisión de Promoción de Concesiones Privadas (Promcepri) mediante el Decreto Supremo N.° 059-96-PCM. En 1998, las funciones de PROMCEPRI fueron transferidas a la Comisión de Promoción de la Inversión Privada (Copri) mediante el Decreto Supremo N.° 025-98. Posteriormente, en el 2002, se estableció la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), que asumió las funciones de Fopri, Copri, Conite, la Gerencia de Promoción Económica de Promperú y los Comités Especiales, conforme al Decreto Supremo N.° 027-2002-PCM.

En ese contexto, PROINVERSIÓN fue designada, conforme al artículo 6 del Decreto Supremo N.° 059-96-PCM, para planificar y gestionar la promoción de la inversión privada en proyectos de infraestructura pública y servicios. Además, desempeñó un papel crucial en la coordinación con el sector para contratar asesores financieros y legales necesarios para el desarrollo del proyecto, incluyendo su adjudicación y la firma del contrato final.

MINEM

El Decreto Ley N.° 17271, promulgado el 3 de diciembre de 1978, creó el Ministerio de Energía y Minas (Minem), asignándole la responsabilidad de dirigir, regular y fomentar las actividades mineras y energéticas en el país. En este contexto, el Minem desempeñó diversos roles en el desarrollo de este proyecto, perteneciente al subsector Hidrocarburos.

Por una parte, la entidad delimitó las áreas de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos a través de la Resolución Ministerial N.° 373-2004-MEM/DM, siendo la Dirección General de Hidrocarburos del Minem la que actuó como concedente en el contrato. También emitió distintos comentarios y opiniones a las versiones iniciales del contrato, en temas como la cláusula de caducidad y la garantía de ingreso mínimo [23].

De la misma forma, el 21 de octubre emitió la Resolución Ministerial Suprema 046-2008-EM que otorgó el proyecto a su adjudicatario.

MEF

El MEF gestiona las políticas económicas y fiscales para garantizar la estabilidad macroeconómica y el uso eficiente de los recursos públicos. En este contexto, el 27 de septiembre del 2008, mediante el Decreto Supremo N.° 114-2008-EF, otorgó seguridades y garantías no financieras del Estado peruano en respaldo de las obligaciones, declaraciones y compromisos del contrato de concesión del Sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica.

CONTRALORÍA

La Contraloría General de la República supervisa la correcta aplicación de políticas públicas y el uso eficiente de los recursos del Estado en las entidades públicas. En este marco, durante el proceso de concesión del proyecto, emitió recomendaciones sobre el contrato para salvaguardar los intereses del Estado.

OSINERGMIN

Osinergmin, originalmente conocido como Osinerg, fue creado el 31 de diciembre de 1996 bajo la Ley N.° 26734. Esta entidad tiene como función regular las tarifas y supervisar a las empresas que operan en los sectores Electricidad, Hidrocarburos y Minería, garantizando que se adhieran a las normativas legales correspondientes a sus actividades.

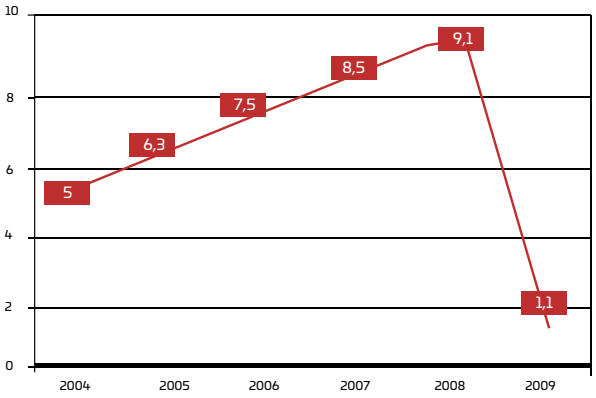
En este contexto, como organismo regulador del subsector Hidrocarburos, Osinergmin emitió su opinión. Así, el 26 de marzo del 2008, a través del Oficio N.° 024-2008-OS/PRES, Osinergmin entregó una copia del Acuerdo N.° 01-10-2008-OSINERGMIN, que aprobaba las conclusiones del Informe N.° 0138-2008-GART sobre la cláusula 14 propuesta por PROINVERSIÓN, relacionada con el régimen tarifario del contrato.

Además, después de que PROINVERSIÓN enviara a Osinergmin la versión final del contrato de concesión, esta entidad presentó el resultado de su análisis del documento, proporcionando su opinión sobre ciertos aspectos. Finalmente, mediante el Acuerdo N.° 501-11-2008 del Comité de Infraestructura e Hidrocarburos, se aprobó la versión definitiva del contrato, que incorporaba las modificaciones sugeridas por Osinergmin [19].

4.2. Condiciones económicas

PBI

Ilustración 17: Tasas de variación porcentual del PBI real 2004-2009



Fuente: BCRP

Elaboración: propia

Dado que en su sesión de fecha 27 de mayo de 2004 el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN, acordó entregar en concesión al sector privado el proyecto denominado "Gasoductos Regionales" y la firma del contrato fue el 07 de marzo del 2009, se analizará dicho periodo.

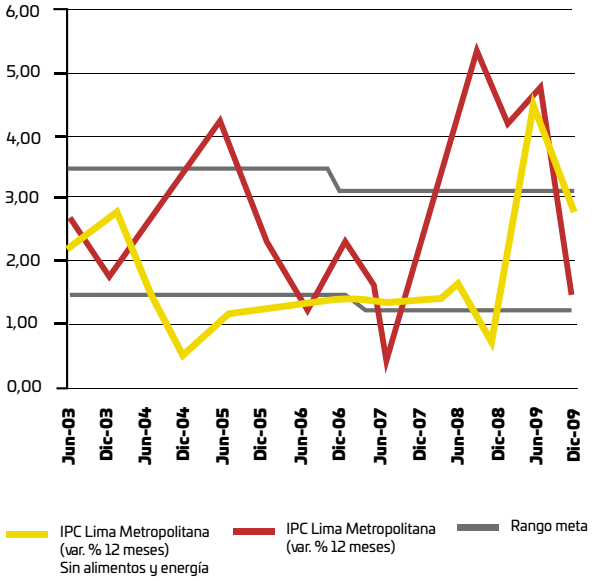
El gráfico muestra un crecimiento sostenido del PBI real de Perú entre 2004 y 2008, alcanzando en 2008 una tasa del 9.1 %, la más alta en 14 años, y marcó una expansión de diez años consecutivos. Este período de crecimiento, el más largo desde los años sesenta, fue impulsado por un aumento significativo en la inversión privada en sectores como la minería, infraestructura y energía, destacando proyectos como la Central Hidroeléctrica de Yuncán y el proyecto de gas de Camisea [24]. En 2005, la economía también experimentó un crecimiento notable del 6,3 %, el más alto desde 1997 para ese entonces, lo que reflejó un entorno de estabilidad macroeconómica tanto interna como externamente [25].

La demanda interna creció considerablemente, impulsada por la inversión y el aumento de la importación de bienes de capital, lo que evidenció una confianza generalizada en la economía. Las exportaciones también jugaron un rol clave, beneficiándose del aumento en los precios de los *commodities* debido a la fuerte demanda de China [26].

Sin embargo, en 2009 se produjo una abrupta desaceleración, con la caída del PBI como consecuencia de la crisis financiera global que se intensificó tras la caída de Lehman Brothers en Estados Unidos. Esta desaceleración afectó principalmente a sectores vinculados al comercio exterior, como la agroindustria y la manufactura de insumos y bienes de capital, que registraron las mayores caídas. La inversión privada también se contrajo, ya que la incertidumbre generada por la crisis y la disminución de la demanda llevaron a las empresas a postergar nuevos proyectos.

INFLACIÓN

Ilustración 18: Inflación y meta de Inflación 2004-2009



Fuente: BCRP

Entre el 2004 y 2006, la inflación en Lima Metropolitana fluctuó, superando el rango meta en el 2004 con un 4,12 %, pero se controló e en el 2005 y 2006, cerrando en 1,26 % y 1,66 %, respectivamente. Estos cambios se debieron a choques de oferta y a la apreciación del nuevo sol, así como a políticas monetarias efectivas que estabilizaron la inflación subyacente [27].

A partir del 2007, la inflación aumentó, alcanzando 4,10 % en el en 2008 debido al alza en los precios internacionales de alimentos y combustibles. Sin embargo, en el 2009, la inflación descendió a 1,17 %, reflejando la reversión de estos choques, mientras que la inflación subyacente también mostró una tendencia a la baja.

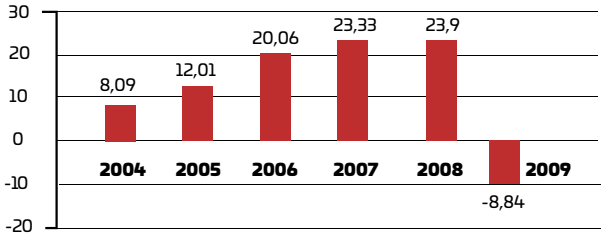
INVERSIÓN PRIVADA

Entre el 2004 y 2006, la inversión bruta fija privada mostró un notable crecimiento. En el 2004, la inversión se expandió en 8,09 %, impulsada por un entorno favorable que incluía mayores utilidades empresariales y una creciente demanda de edificaciones residenciales. Destacan los proyectos de minería, como los desarrollados por Yanacocha y Southern Peru Copper Corporation, así como las ampliaciones de plantas en sectores manufactureros. En el 2005, la inversión aumentó un 12,01 %, favorecida por la estabilidad económica y la confianza del inversor, reflejándose en proyectos en minería e hidrocarburos, como los de Sociedad Minera Cerro Verde y Telefónica [20]. En el 2006, el crecimiento alcanzó el 20,06 %, con importantes inversiones en minería e infraestructura, como los proyectos de Sociedad Minera Cerro Verde y Odebrecht Perú [27].

A partir del 2007, la inversión bruta fija privada continuó su trayectoria ascendente, alcanzando un incremento del 23,33 %. Este aumento fue evidente en la expansión de proyectos en minería, como los de Shougang y Southern, y en construcción, con la puesta en marcha de nuevas plantas [28]. Sin embargo, en el 2008, la inversión se elevó aún más, con un crecimiento del 23,90 %, destacándose proyectos importantes

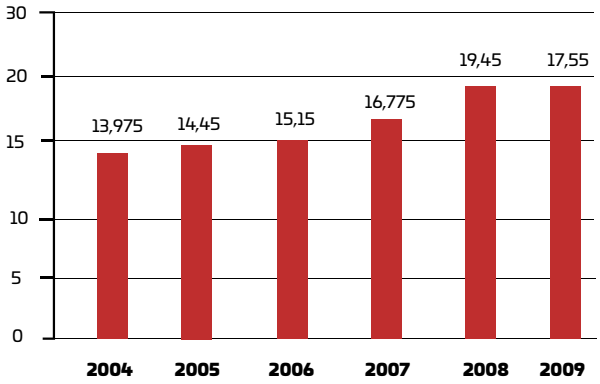
como Camisea II y las ampliaciones de minas por Southern [25]. En contraste, en el 2009, la inversión se contrajo un 8,84 %, influenciada por la crisis financiera internacional, que llevó a la postergación de proyectos y a una disminución en la confianza empresarial [29].

Ilustración 19: Inversión bruta fija privada (var. porcentual real) 2004-2009



Fuente: BCRP
Elaboración: propia

Ilustración 20: Inversión bruta fija privada (porcentaje del PBI) 2004-2009



Fuente: BCRP
Elaboración: propia

Entre el 2004 y 2009, la inversión bruta fija privada como porcentaje del Producto Bruto Interno (PBI) mostró un crecimiento constante, pasando del 14 % en el 2004 al 17,6 % en el 2009. Este aumento refleja un robusto dinamismo en la inversión privada, impulsado por un ambiente económico favorable y un aumento en la capacidad de inversión de las empresas. Sin embargo, en el 2009 se observa una caída significativa al 17,55 %, evidenciando el impacto de la crisis financiera global.

4.3. Condiciones legales

La concesión del Gasoducto Regional de Ica se encontraba regulada por el Decreto Supremo N.° 059-96-PCM. Asimismo, el proyecto estuvo sujeto a las siguientes disposiciones normativas adicionales [23]:

NORMATIVA GENERAL

a. Ley N.° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, del 19 de agosto de 1993, regula las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional. Decreto Supremo N.° 059-96-PCM, publicado el 27 de diciembre de 1996, que aprueba el Texto Único Ordenado (TUO) de las normas con rango de ley que regulan la entrega en concesión al sector privado de las obras de infraestructura y de servicios públicos.

b. Decreto Supremo N.° 60-96-PCM, publicado el 28 de diciembre de 1996, que promulga el Reglamento del TUO.

c. Ley N.° 26885 del 03 de diciembre de 1997 aprobó la ley de Incentivos a las Concesiones de Obras Públicas de Infraestructura y de Servicios Públicos.

d. Ley N.° 28059 - Ley Marco de Promoción de la Inversión Descentralizada, publicada el 13 de agosto del 2003, y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo N.° 015-2004-PCM, publicado el 29 de febrero del 2004, modificado por el Decreto Supremo N.° 013-2007-PCM (Reglamento).

NORMATIVA ESPECÍFICA

a. Resolución Suprema N.° 050-2004-EF, publicada el 01 de junio del 2004, que ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSION en su sesión de fecha 27 de mayo del 2004, por el cual se estableció la entrega en concesión al sector privado del proyecto "Gasoductos Regionales", bajo los mecanismos y procedimientos a que se refiere el Decreto Supremo N° 059-96-PCM y su reglamento aprobado por Decreto

Supremo N.° 060-96-PCM, y se encargó el proceso de promoción de inversión privada al Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y de Servicios Públicos.

b. Resolución Ministerial N.° 373-2004-MEM/DM, publicada el 02 de octubre del 2004, que estableció las cuatro áreas de concesión de distribución de gas natural por red de ductos, a que hace referencia la Resolución Suprema N.° 050-2004-EF, correspondiendo estas a la extensión geográfica que comprende la delimitación política de cada uno de los departamentos de Ayacucho, Cusco, Ica y Junín.

c. Resolución Suprema N.° 076 -2005 -EF, publicada el 14 de junio del 2005, que ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión de fecha 19 de mayo del 2005, mediante el cual se aprobó el Plan de Promoción de la Inversión Privada "Concesión de Gasoductos Regionales" que regirá el proceso de promoción para entregar en concesión al sector privado la infraestructura necesaria para el transporte y distribución de gas natural por ductos al servicio de los departamentos de Cusco, Ayacucho, Junín e Ica.

d. Resolución Suprema 116-2005-EF, publicada el 13 de septiembre del 2005, que ratificó el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión de fecha 02 de septiembre del 2005, a través del cual se aprobó la modificación del Plan de Promoción del proyecto "Gasoductos Regionales", ratificado mediante Resolución Suprema N.° 076-2005 -EF, esta modificación estableció una sola concesión que integraba a los departamentos de Ayacucho, Junín e Ica.

e. Resolución Suprema N.° 067 -2007 -EF, publicada el 22 de agosto del 2007, que ratifica el acuerdo adoptado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión de fecha 24 de julio del 2007, conforme al cual se aprueba la modificación del Plan de Promoción de la Inversión Privada del proyecto "Gasoductos Regionales", a fin de iniciar el proceso en el departamento de Ica.



5. Gasoductos de Ica

El proyecto de construcción de la red de ductos para la distribución de gas natural en la región Ica, Perú, representó una iniciativa de gran envergadura que busca establecer un sistema eficiente y seguro para el suministro de este recurso energético vital. Este proyecto implicó la creación de una red troncal de alta presión, que se extiende desde un punto de conexión en Humay, incluyendo múltiples ramales que se conectan a diferentes localidades. La longitud total aproximada de los gasoductos troncales es de 253,5 km, mientras que los ramales suman 67,5 km, distribuidos estratégicamente para maximizar la cobertura y eficiencia del servicio, tal como se ilustra en la figura correspondiente [30, 31, 32, 33, 34 y 35].

Ilustración 21: Esquema del Sistema de Distribución



Fuente: Contugas

A lo largo de las troncales y los ramales que superan los 24 km de longitud, se instalaron válvulas de seccionamiento. Estas válvulas son esenciales para garantizar la seguridad del sistema, ya que permiten el bloqueo automático de secciones del gasoducto en caso de detectar fugas o cualquier otra emergencia. En total, se previó la instalación de 9 válvulas de seccionamiento a lo largo del gasoducto, asegurando así una respuesta rápida y efectiva ante situaciones críticas.

El proyecto se puede dividir en dos sectores principales: Sector Norte y Sector Sur.

Sector Norte

Este sector abarca la construcción de una estación de recibo ubicada en Humay, conocida como el Centro Operacional. Además, incluye los gasoductos troncales Humay-Pisco y Humay-Ica, así como el ramal hacia Ica y las estaciones de entrega en Pisco e Ica (City Gate). Las especificaciones son las siguientes:

- Troncal 1: Humay-Pisco, con una longitud de 3,73 km (14”).
- Troncal 2 Norte: Humay-Ica, con una longitud de 44.9 km (Pulg 20”).
- Ramal a Ica: 6,6 km (6”).
- Ramal a Aceros Arequipa: 0,5 km (4”).

Sector Sur

En el Sector Sur se contempla la construcción de las estaciones de recibo en Nasca y Marcona, además del gasoducto troncal Ica-Marcona, junto con los ramales hacia Nasca y Shougang. Las características son:

- Troncal 2 Sur: Ica-Marcona, con una extensión de 171,3 km (20").
- Ramal a Nasca: 47,8 km (6").
- Ramal a Shougang: 3,1 km (8").

La presión máxima permitida en el punto de recibo en Humay es de 153 barg, mientras que la presión mínima es de 70 barg. Estas presiones son variables y dependen del crecimiento proyectado del sistema de transporte dentro del marco del contrato BOOT para el sistema de transporte de gas natural desde Camisea hasta Lurín. Este trazado atravesará tres zonas desérticas significativas donde se observan dunas y una topografía mayormente plana que facilita el acceso:

- Entre Humay y el valle de Ica.
- Desde el valle de Ica hasta la pampa de Nasca.
- Entre Humay y Pisco.

Para garantizar la conexión entre las troncales y los ramales, se instalarán válvulas de derivación que permitirán el flujo eficiente del gas hacia las áreas urbanas.

5.1. Actividades constructivas

La construcción de la red de ductos para la distribución de gas natural en la región Ica, a cargo de Contugas, implicó una serie de actividades constructivas para el éxito del proyecto. A continuación, se detallan estas actividades:

a. **Adecuación de las vías existentes:** La adecuación de las vías existentes permitió preparar el terreno para la instalación de los ductos. En el contexto del proyecto de Contugas, esta fase implicó evaluar y mejorar las carreteras y caminos que fueron utilizados por los equipos y materiales durante la construcción. Esto no solo facilitó el acceso a las áreas donde se instalaron los gasoductos, sino que también aseguró que los vehículos pesados pudieran transitar sin inconvenientes. La mejora de estas vías ha garantizado un flujo logístico eficiente y minimizó retrasos en la ejecución del proyecto.

b. **Movilización y desmovilización:** la movilización y desmovilización se refirió al proceso de trasladar equipos, maquinaria y personal al sitio de construcción, así como su retiro una vez finalizadas las obras. Esta actividad aseguró que todos los recursos necesarios estuvieran disponibles en el momento adecuado. La planificación de esta fase permitió a Contugas optimizar tiempos y costos, asegurando que el proyecto avanzara según lo programado. Además, una desmovilización eficiente contribuyó a dejar el área en condiciones adecuadas tras la finalización de las obras.

c. **Adecuación de instalaciones temporales:** la adecuación de instalaciones temporales incluyó la construcción de oficinas, almacenes y áreas de descanso para el personal que trabajó en el proyecto. Estas instalaciones han contribuido a proporcionar un entorno seguro y cómodo para los trabajadores y permitieron gestionar adecuadamente las operaciones diarias, garantizando que los empleados tuvieran acceso a servicios básicos mientras trabajaban en la construcción de la red de gasoductos.

Ilustración 22: Proyecto Contugas



Fuente: ProActivo

d. **Señalización temporal:** la señalización temporal contribuyó a garantizar la seguridad tanto del personal involucrado en la construcción como de los transeúntes en las áreas cercanas. En el marco del proyecto Contugas, esta actividad implicó colocar señales que indicaban trabajos en curso, desvíos y precauciones necesarias. La señalización adecuada ayudó a prevenir accidentes y a mantener un flujo vehicular seguro durante las fases constructivas.

e. **Adecuación del derecho de vía:** la adecuación del derecho de vía implicó asegurar que se contara con los permisos necesarios y que se hubieran realizado las adecuaciones pertinentes en los terrenos por donde pasaría la red de ductos. Para Contugas, esto significó trabajar en conjunto con autoridades locales y propietarios de terrenos para garantizar que se respetaran las normativas legales y ambientales. De esta manera la empresa procuró evitar conflictos legales futuros y asegurar un desarrollo sostenible del proyecto.

f. **Transporte, acopio y tendido de tubería:** el transporte, acopio y tendido de tubería incluyó llevar las tuberías desde los puntos de fabricación hasta el sitio donde fueron instaladas. En el contexto del proyecto de Contugas, se requirió una logística bien planificada para manejar grandes volúmenes de material, asegurando que las tuberías estuvieran disponibles cuando fueran necesarias para su instalación. El tendido adecuado garantizó que la red funcionara eficientemente una vez completada.

g. **Doblado, alineación y soldadura de tubería:** el doblado, alineación y soldadura de tubería fueron pasos técnicos críticos que aseguraron la integridad estructural del gasoducto. Para Contugas, fue necesario llevar a cabo este proceso con precisión para evitar fugas o fallas estructurales en el futuro, no solo para la seguridad del sistema, sino también para cumplir con los estándares regulatorios exigidos por Osinergmin y otras entidades supervisoras.

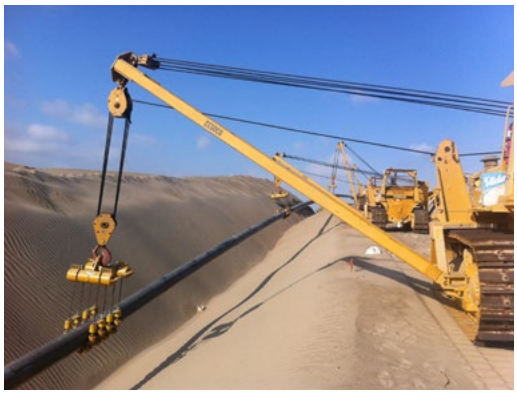
h. **Revestimiento de juntas y protección de la tubería**: el revestimiento de juntas y protección de la tubería es necesario para prolongar la vida útil del gasoducto al protegerlo contra corrosión y otros factores ambientales. En el marco del proyecto Contugas, se utilizaron materiales específicos que cumplían con normas internacionales para asegurar que las uniones entre tramos fueran robustas y seguras. Esta actividad no solo mejoró la durabilidad del sistema, sino que también minimizó riesgos operativos.

i. **Apertura de la zanja:** la apertura de la zanja para instalar los ductos se planificó para evitar daños a estructuras subterráneas existentes como cables eléctricos o tuberías ya instaladas y promover un entorno seguro durante toda la fase constructiva.

j. **Bajado y tapado de la tubería:** el bajado y tapado de la tubería implicó colocarlas dentro de las zanjas excavadas y luego cubrirlas adecuadamente, asegurando que los ductos quedaran protegidos contra interferencias externas e impactos físicos. En el contexto del proyecto Contugas, este proceso siguió estrictas normas para garantizar que no hubiera obstrucciones futuras ni riesgos asociados con el uso del terreno sobre el cual se había instalado el gasoducto.

k. **Pruebas hidrostáticas:** se realizaron pruebas hidrostáticas para verificar que no hubiera fugas en el sistema antes de su puesta en operación. Para Contugas, estas pruebas representaron un paso crítico para garantizar la seguridad operativa del gasoducto. Al someterse a presiones superiores a las normales durante estas pruebas, se pudo asegurar que todas las conexiones estaban selladas correctamente y que el sistema podía operar bajo condiciones seguras.

Ilustración 23: Red del Proyecto Contugas



Fuente: Cumbra

5.2. Macroprocesos

MACROPROCESO DE REDES INTERNAS

La comercialización y venta de instalaciones internas se centró en ofrecer un servicio integral de asesoría comercial y en la instalación de sistemas para el uso de gas natural. A través de este proceso, se llevó a cabo la construcción y prueba de las instalaciones internas, asegurando el cumplimiento de todas las normas técnicas vigentes.

Además, se brindó asesoría para la conversión e instalación de gasodomésticos. Este proceso consiste en poner en funcionamiento los artefactos que los clientes ya poseían, adaptándolos para su uso con gas natural, siempre respetando las normativas técnicas y las medidas de seguridad requeridas.

Para llevar a cabo estas actividades, Contugas contrató seis empresas especializadas en redes internas, que durante el 2012 operaron tanto en la ciudad de Pisco como en Chincha. Parte significativa del trabajo incluyó la inspección de las tuberías de conexión. Esta inspección abarcó el desarrollo de un empalme desde el anillo principal hasta el centro de medición, utilizando tubería de polietileno, donde el empalme se realizó mediante termofusión.

Durante esta actividad, se realizó un acompañamiento constante para asegurar que todas las etapas del proceso constructivo cumplieran con las normas peruanas vigentes y con el manual de construcción de Contugas S. A. C.

Tabla 5: Empresas participantes en el proceso de ampliación

CHINCHA	INSTALACIONES INTERNAS
Consorcio gas Perú	558
ISSA Perú	335
Profesionales y asociados	360
Consorcio Servigas	172
Consorcio GF y CM Euro	139
Niño Caína y Ávila	444
Total	2008

Fuente: Contugas 2012

Para habilitar las instalaciones internas, fue necesario realizar pruebas de hermeticidad, instalar reguladores y medidores, y poner en servicio los gasodomésticos, además de llevar a cabo pruebas para detectar la cantidad de monóxido de carbono en el ambiente.

MACROPROCESO DE REDES EXTERNAS

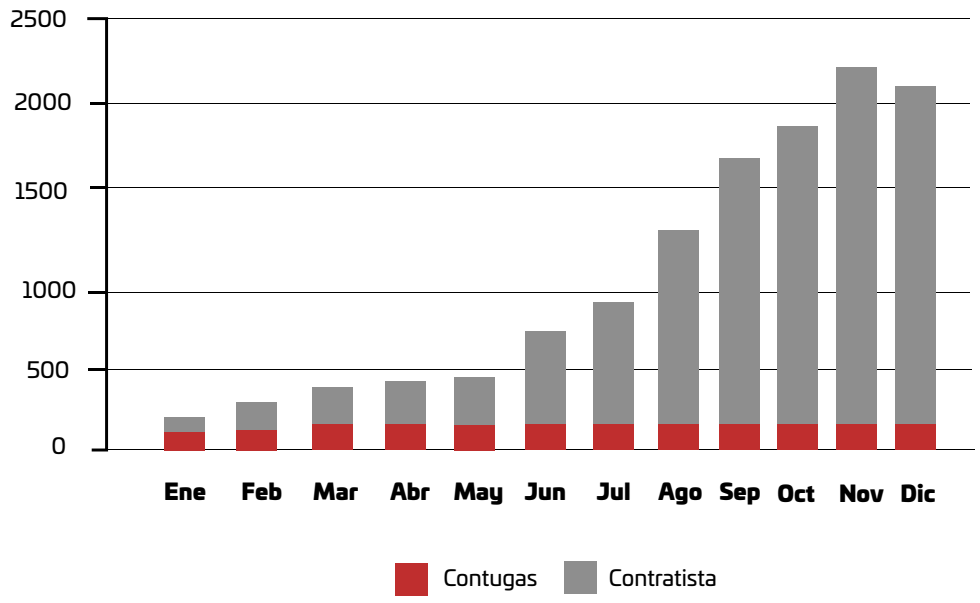
El proceso de tendido de redes externas consistió en la instalación de tuberías a lo largo de las principales vías y bermas de las ciudades, lo cual se realizó tras obtener la autorización correspondiente por parte de las autoridades municipales y coordinar con otras empresas de servicios públicos. Esta coordinación fue esencial para implementar las medidas necesarias que garantizaran la seguridad ante posibles cruces con otras tuberías y redes.

La canalización e instalación de tuberías de polietileno para la distribución del gas natural en Pisco y Chincha abarcó diferentes diámetros, conforme a los diseños proporcionados por Contugas y cumpliendo con las normas técnicas peruanas vigentes. Estas tuberías fueron sometidas a rigurosas pruebas de presión constante, tal como lo exige la normativa técnica, para asegurar la hermeticidad del sistema. Asimismo, se llevaron a cabo procedimientos específicos para purgar las tuberías y realizar su gasificación, garantizando que el servicio de gas natural llegue a todos los puntos con la presión adecuada para su correcto funcionamiento.

5.3. Empleo generado

Este proyecto, en su etapa de construcción, tuvo un impacto significativo en la generación de empleo. En su punto máximo de actividad constructiva, se lograron crear aproximadamente 2200 puestos de trabajo. De estos, solo un 6 % correspondió directamente a Contugas, mientras que el restante 94 % representó a los contratistas asociados a la empresa. Este efecto positivo en el empleo refleja no solo el crecimiento del sector Energético, sino también su contribución al desarrollo económico local.

Ilustración 24: Empleos generado en la etapa de construcción



Fuente: ProActivo

6. Licitación

En este capítulo, se abordará el desarrollo del plan de promoción, incluyendo las consultorías especializadas requeridas para el avance del proyecto. Se describirá la estrategia de promoción y publicidad implementada para asegurar el éxito del proceso de concurso, desde la adjudicación de la buena pro hasta la firma del contrato. La información presentada ha sido recopilada del libro blanco del proyecto [23].

6.1. Plan de promoción

OBJETO DE LA CONCESIÓN

El objeto del proceso fue promover que inversionistas privados diserten, construyan y operen sistemas de distribución de gas natural al servicio de las regiones fuera de Lima y Callao.

GASODUCTO DE ICA

La concesión se licitó como un proyecto integral, abarcando el diseño, financiamiento, construcción, operación y transferencia. Se estableció un plazo de hasta 24 meses para la construcción del gasoducto, y la concesión tendría una duración de 30 años. El concesionario debía cumplir con las normas de calidad vigentes y con las especificaciones establecidas en el contrato. Los criterios de precalificación incluyeron: a) el patrimonio, y b) la experiencia en la gestión de gasoductos de igual o mayor envergadura. La adjudicación se realizó en función del nivel tarifario y del porcentaje de bienes y servicios nacionales incluidos en la inversión total. Además, se mantuvo una estrecha y constante coordinación con los Gobiernos regionales y sus autoridades para garantizar la aceptación y colaboración en el proceso.

JUSTIFICACIÓN DEL PROCESO

Es conveniente desarrollar infraestructuras de distribución de gas natural, comprendiendo otras regiones distintas a Lima y Callao, por las siguientes razones:

a. Incrementar los beneficios nacionales que implica la explotación de Camisea para el país en su conjunto.
b. Generar beneficios específicos en las regiones.
c. Por equidad.

Beneficios nacionales. Llevar gas natural a otras regiones incrementará, para el país en su conjunto, los beneficios esperados de la explotación de Camisea:

a. Desarrollar y utilizar un recurso natural nacional de gran magnitud y amigable con el medio ambiente.
b. Mejorar la balanza comercial de hidrocarburos. Contribuir a reactivar la exploración por hidrocarburos en la selva.
c. Diversificar la matriz energética peruana, dependiente del crudo y sus derivados.
d. Incrementar la recaudación de tributos.
e. Incrementar la recaudación de regalías.

Beneficios regionales. La disponibilidad de gas natural en otras regiones traerá beneficios específicos para ellas:

a. Incremento de la competitividad de las industrias regionales existentes y fomento de la instalación de nuevas industrias.
b. Generación de puestos de trabajo.
c. Mejora del medio ambiente al reemplazar combustibles que son más contaminantes.
d. Mayor canon gasífero.
e. Mejora de la calidad de vida de los hogares altoandinos, que podrán utilizar el gas natural para calefacción, preparación de alimentos y aseo personal.

El impacto de estos beneficios en las economías regionales contribuirá a:

a. Fortalecer el proceso de descentralización económica, absolutamente indispensable para el sostenimiento de la descentralización

política y administrativa iniciada el año 2003.

b. Preparar la base productiva que el Perú necesita para competir en el marco de mayor globalización y apertura económica, particularmente en el contexto de los tratados de libre comercio que se han suscrito con diversos países.

Por equidad. A través del pago de la garantía por red principal, todos los usuarios eléctricos vinculados por el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional contribuyen a que el Proyecto Camisea sea una realidad, permitiendo con ello que Lima y Callao tengan acceso al gas natural.

Por lo tanto, seria equitativo que se haga esfuerzos por descentralizar el acceso al gas natural, alcanzando por lo menos los centros de mayor demanda y concentración poblacional.

ESTRUCTURA DE LA CONCESIÓN

Modalidad: concesión mediante contrato BOOT del sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica.
Plaza de concesión: no mayor de treinta años, que puede ser renovable según leyes aplicables.

Garantía de demanda: a fin de asegurar la demanda inicial, para los servicios que brindará el concesionario, deberá considerarse un mecanismo en el cierre de la licitación que garantice la demanda firme de los grandes usuarios del departamento Ica.

Obligaciones especiales del concesionario:

- Se establecerá un Plan Mínimo de Cobertura que el concesionario deberá cumplir, para asegurar la penetración del gas natural en las economías locales.
- En los primeros años de la operación comercial, el concesionario deberá presentar un plan de conexión de otras ciudades con cierto número de habitantes, no consideradas inicialmente en el Plan Mínimo de Cobertura.

Tarifas

- Los valores máximos para el precio del gas natural de Camisea en boca de pozo y la tarifa de transporte de la red principal de Camisea serán los fijados en el convenio firmado por PROINVERSIÓN y el contratista del campo de Camisea y la norma legal que rige las tarifas de transporte.
- Las tarifas iniciales serán establecidas de manera que incentiven la sustitución de los energéticos en uso por el gas natural.

PARTICIPACIÓN DE CONSULTORÍAS ESPECIALIZADAS

Se contó con el asesoramiento del Banco de Inversión, Latín Pacific Capital, que fue contratado a través del concurso correspondiente, aprobado por el Comité de PROINVERSIÓN. Asimismo, se contó con los servicios del asesor legal externo Dr. Paul Súmar Gilt.

PROMOCIÓN Y PUBLICIDAD

El proceso de promoción de la inversión privada para el otorgamiento de la concesión del proyecto "Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, tuvo difusión en los medios de prensa, especialmente el escrito, donde se informaba sobre los avances que se presentaban durante el proceso.

6.2. Proceso del concurso

6.2.1. Bases y primera versión del contrato de concesión

Las bases del Concurso Público Internacional para otorgar la concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica, y la primera versión del contrato de concesión, incluida como anexo N.° 5 de las bases, fueron aprobadas por el Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y de Servicios Públicos mediante el Acuerdo de Comité de Infraestructura 435-03-2007-Hidrocarburos del 13 de agosto del 2007, y el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN mediante acuerdo adoptado en su sesión de fecha 21 de agosto del 2007.

6.3. Convocatoria

De acuerdo con el cronograma de las bases, la convocatoria se efectuó el 24 de agosto del 2007. La publicación de la convocatoria se hizo en el diario oficial El Peruano y en los diarios El Comercio y Expreso, los días 24 y 25 de agosto del 2007.

En el aviso de convocatoria se dio a conocer que las bases del concurso estaban disponibles en la página web de PROINVERSIÓN a partir del 24 de agosto del 2007. Asimismo, se informó que el pago por el derecho de participación en el proceso ascendía al monto de cinco mil y 00/100 dólares norteamericanos (USD 5000,00). y que el acto público de presentación y apertura de ofertas se había programado para el día 25 de enero del 2008. La apertura de ofertas se había programado para el día 25 de enero del 2008. El lugar y la hora se comunicarían oportunamente a los interesados.

Tabla 6: Lista de interesados que cancelaron el derecho de participación

Empresa	Nacionalidad	Fecha de pago
INVERCOLA S.A. Inversiones de Gases de Colombia S. A.	Colombia	21.09.05
Promigas	Colombia	22.09.05
Graña y Montero Petrolera S. A. GMP	Perú	03.10.05
Energy Transfer Partners, L-P- y/u otros.	Estados Unidos	13.09.07
Gas Natural SDG, S. A.	España	28.09.07
Transportadora de Gas del Interior S. A. ESP – TGI	Colombia	08.11.07
Inversiones en Energía		28.11.07

Fuente: PROINVERSIÓN - Libro blanco del proyecto 2014
Elaboración: propia

6.3.1. Circulares

De acuerdo con las bases del concurso, el Comité de PROINVERSIÓN, si lo consideraba necesario, en cualquier momento podía aclarar, modificar o complementar las bases; así como absolver consultas a las bases y sugerencias a las versiones de los contratos, para lo cual emitiría una circular

Estas fueron publicadas en la página web de ProInversión. A lo largo del proceso de promoción del proyecto se emitieron las siguientes 29 circulares, el listado de estas se adjunta en los anexos del presente documento.

6.3.2. Precalificación

El Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos, mediante el Acuerdo Comité Infraestructura 474-03-2007-Hidrocarburos, del 17 de diciembre del 2007, aprobó el nombramiento de la comisión encargada de la recepción y evaluación de los documentos de precalificación presentados en el proceso de concesión del proyecto Sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica. Esta Comisión estuvo integrada por el señor Luis Ortigas Cúneo, como presidente; la señora Magaly Bardales Rojas y el señor Aníbal del Águila Acosta, como miembros; y la señorita Tábata Vivanco Del Castillo y el señor Víctor Ahane Ahane, como miembros alternos.

De acuerdo con el cronograma del concurso, la fecha límite para la presentación de las solicitudes de precalificación y la documentación requerida en esta etapa del proceso fue el 14 de diciembre del 2007.

La Comisión de Calificación se reunió el 18 de diciembre del 2007 y el 5 de febrero del 2008 con el fin de revisar las solicitudes de precalificación presentadas por los adquirientes.

Se revisaron los documentos presentados por los siguientes adquirientes.

- Consorcio EEB-TGI, conformado por la Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y

Transportadora de Gas del Interior S. A. E. S. P.
- Gas Natural Internacional SDG, S. A.
- Promigas S. A. E. S. P.
- Consorcio Suez Energy International - Graña & Montero S. A. A.

CALIFICACIÓN

Mediante los oficios N.° 37/2007/CPI-HID/PROINVERSIÓN, de fecha 19 de diciembre del 2007, y N.° 41/2007/CPI-HID/PROINVERSIÓN, de fecha 28 de diciembre del 2007, se notificó a Promigas S. A. E. S. P. que la Comisión de Calificación había acordado declararlo operador calificado.

Asimismo, mediante los oficios N.° 38/2007/CPI-HID/PROINVERSIÓN y N.° 40/2007/CPI-HID/PROINVERSIÓN, ambos de fecha 19 de diciembre del 2007, se informó al Consorcio EEB-TGI y a Gas Natural Internacional SDG, S. A., respectivamente, que la Comisión de Calificación había decidido otorgarles la declaración de operadores calificados.

Con el Oficio N.° 39/2007/CPI-HID/PROINVERSIÓN del 19 de diciembre del 2007, se solicitó al adquiriente Graña y Montero S. A. A. la subsanación de ciertos documentos presentados, los cuales fueron aclarados mediante comunicaciones sin número, fechadas el 28 de enero y 4 de febrero del 2008. Posteriormente, con el Oficio N° 05/2008/CPI-HID/PROINVERSIÓN del 7 de febrero del 2008, se notificó que la Comisión de Calificación había acordado declararlo operador calificado.

Tras la revisión y evaluación de las solicitudes y documentos de calificación recibidos, la Comisión declaró como aptos para ser considerados postores a los siguientes adquirentes, por cumplir con los requisitos establecidos en las bases:

- Consorcio EEB-TGI, formado por la Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y Transportadora de Gas del Interior S. A. E. S. P.
- Gas Natural Internacional SDG, S. A.
- Promigas S. A. E. S. P.
- Consorcio Suez-G&M.

El Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos, mediante Acuerdo Comité Infraestructura 484-09-2008-Hidrocarburos, del 4 de febrero del 2008, aprobó la lista de postores, excluyendo al Consorcio SUEZ-G&M, y aprobó la Circular N.° 13, que debía ser enviada a los postores y publicada en la página web de PROINVERSIÓN. Posteriormente, con Acuerdo Comité Infraestructura 485-01-2008-Hidrocarburos, del 5 de febrero del 2008, se aprobó la precalificación del Consorcio Graña & Montero S. A. E. S. P. – Suez Energy Perú S.A. y su inclusión en la lista de postores (operador calificado o consorcio calificado). Asimismo, se aprobó la modificación de la Circular N.° 13, que debía ser remitida a los interesados y publicada en la página web de PROINVERSIÓN para su conocimiento.

6.3.3. Requisitos

Para ser declarado Operador Estratégico Calificado de Distribución, el Adquirente debía cumplir con los siguientes requisitos:

REQUISITOS FINANCIEROS

Las empresas debían acreditar un patrimonio neto mínimo de cincuenta millones de dólares (USD 50 000 000) y un total de activos mínimo de ciento cincuenta millones de dólares(USD 150 000 000).
En el caso de que el operador estratégico participara como miembro de un consorcio, se consideraba la suma de los patrimonios y activos de cada uno de sus miembros.

REQUISITOS TÉCNICOS

Las empresas debían acreditar que operaban directamente sistemas de distribución de gas natural por red de ductos con no menos de cincuenta mil (50 000) usuarios.

6.3.4. Versión final del contrato

El Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos, mediante el Acuerdo Comité Infraestructura 493-03-2008-Hidrocarburos del 17 de marzo del 2008, aprobó la versión final del contrato para el concurso de concesión del distribución de gas natural en el departamento de Ica. Este acuerdo fue ratificado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN

en su sesión del 25 de marzo del 2008, sujeto a la aprobación de la cláusula 14 – Régimen Tarifario por parte de Osinergmin, considerando las sugerencias que pudieran surgir durante el período de publicación. La versión final del contrato fue comunicada a los postores mediante la Circular N.° 22 y publicada en la página web de PROINVERSIÓN.

Adicionalmente, mediante el Oficio N.° 007/2008/CPI-GID/PROINVERSIÓN, se envió a Osinergmin la versión final completa del contrato para obtener su opinión. Posteriormente, mediante el Oficio N.° 258-2008-OS-GFGN/DDCN, Osinergmin presentó el Informe N.° 0176-2008-GART del 2 de abril del 2008, en el cual expuso su análisis y opinión sobre diversos aspectos del contrato.

En cumplimiento de la Ley N.° 27701, el 31 de marzo del 2008 se publicaron en el diario oficial "El Peruano" los oficios con las opiniones de Osinergmin.

Según el Acuerdo PROINVERSIÓN N.° 103-02-2005 del 30 de junio del 2005, modificado por el Acuerdo N.° 110-19-2005 del 5 de agosto del 2005, se estableció un plazo máximo de quince días calendario para la emisión de circulares sobre modificaciones a las bases y proyectos de contratos antes de la fecha de recepción de propuestas. Sin embargo, dado que la circular con las modificaciones al contrato se emitiría dentro de este plazo, el Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos solicitó al Consejo Directivo la exoneración de la aplicación de dicho acuerdo.

Mediante el Acuerdo Comité Infraestructura 502-11-2008-Hidrocarburos del 14 de abril del 2008, se aprobó la versión final del contrato de concesión, que incluyó las modificaciones recomendadas por Osinergmin y autorizadas en la sesión del Consejo Directivo del 25 de marzo del 2008, sujetas a la exoneración del acuerdo de junio del 2005 y su modificación de agosto del 2005. Este acuerdo fue ratificado por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión del 15 de abril del 2008, exonerando la aplicación del Acuerdo PROINVERSIÓN N.° 103-02-2005 y sus modificaciones. La versión final del contrato, incluyendo las modificaciones recomendadas por Osinergmin, fue comunicada a los postores mediante la Circular N.° 25 y publicada en la página web de PROINVERSIÓN.

6.4. Factor de competencia y criterios de adjudicación de la buena pro

En las bases del concurso se especificó que el postor debía proponer:

- En el formulario 4 (carta de presentación de la oferta) de las bases del concurso:

1. Un valor expresado con dos decimales, denominado Factor F. La función del Factor F consistía en determinar el número mínimo de usuarios conectados que la sociedad concesionaria se comprometía a obtener, multiplicando el número de usuarios anillados considerados en el numeral 3 del anexo 2 del contrato, por el Factor F. El contrato proporcionaba las definiciones de usuario anillado y usuario conectado. El Factor F no podría ser inferior a un valor determinado, que sería comunicado a los postores mediante circular.
2. Un valor entre 0 y 1, expresado con dos decimales, denominado componente nacional (CN), que representaría la fracción de la inversión realizada en la concesión hasta su puesta en operación comercial. Esta fracción estaría conformada, como mínimo, por "Bienes y Servicios de Producción Nacional" (el contrato proporcionaba la definición de este concepto). El valor de CN debía corresponder a un rango específico, que se informaría oportunamente mediante circular.

- En el anexo 2 (método para determinar la mejor oferta) de las bases del concurso, se indicaron los criterios para la adjudicación de la buena pro, los cuales fueron los siguientes:

1. Se asignaron puntajes (P) a cada oferta, según lo siguiente: al postor que hubiese propuesto el Factor F más alto se le asignaron cien puntos, y al resto se les asignó un puntaje directamente

proporcional.

2. Para determinar el puntaje final (PF), se aplicó la fórmula siguiente:

$$PF_x = P_X * (1 + 0{,}20 * CN_x)$$

PF_x: puntaje final del postor X
P_X: puntaje del postor X
CN_x: Factor CN ofrecido por el postor X en su oferta

3. La buena pro sería adjudicada al postor que obtuviera el mayor puntaje final.

El Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y Servicios Públicos, mediante el Acuerdo Comité Infraestructura 493-02-2008-Hidrocarburos del 17 de marzo del 2008, aprobó la modificación del anexo 2 y del formulario 4 del concurso para la concesión del Sistema de distribución de gas natural en el departamento de Ica. Esta modificación fue ratificada por el Consejo Directivo de PROINVERSIÓN en su sesión del 25 de marzo del 2008, en la que se establecieron las metas de penetración residencial que se exigirían a los postores durante los primeros ocho años de operación del Sistema de distribución de gas natural en dicho departamento.

En este contexto, se definieron cinco ciudades: Pisco, Chincha, Ica, Nasca y Marcona, en las cuales se determinaron los números de consumidores conectados que el concesionario debía atender en los primeros ocho años. La cantidad mínima de viviendas a atender fue establecida en 21 000, cifra que se utilizó para calcular las tarifas incluidas en la cláusula tarifaria del contrato de concesión. Asimismo, se fijó un máximo de 50 000 viviendas a atender durante este período, con el fin de evitar ofertas especulativas. Por otro lado, los valores de penetración residencial propuestos por los postores para cada año se descontaron a valor presente utilizando una tasa del 12 %. A los postores que presentaron el mayor valor se les asignaron 100 puntos, y a los demás se les asignaron puntajes proporcionales. Además, el puntaje obtenido por la penetración residencial se ajustó en un 20 % en función del componente nacional, resultando en la oferta final del postor. El componente nacional no podría superar el valor de 0,51.

En cuanto al formulario 4 modificado (carta de presentación de la oferta) de las bases del concurso, se especificó que el postor debía proponer:

1. El número de consumidores conectados que la sociedad concesionaria se comprometería a obtener en cada uno de los primeros ocho años posteriores a la puesta en operación comercial, en cada una de las localidades indicadas. El anexo 2 del contrato define el concepto de "consumidor conectado".
2. Un valor entre 0 y 0,51, expresado con dos decimales, denominado componente nacional (CN). Este representaría la fracción de la inversión realizada en la concesión hasta su puesta en operación comercial, que, como mínimo, estaría conformada por "Bienes y Servicios de Producción Nacional" (según lo establecido en el anexo 13 del contrato).

El formulario 4 quedó establecido de la manera siguiente:

1. Número de consumidores conectados (CC) nuevos logrado durante cada año de operación comercial, por localidad.

Localidad	Pisco	Ica	Nasca	Marcona	Chincha	Total por año (*)
Año 1						
Año 2						
Año 3						
Año 4						
Año 5						
Año 6						
Año 7						
Año 8						
Total						(**)
Mínimo por localidad						

Notas:
(*) El total por año no puede ser inferior a los valores siguientes:

Total	2 695	4 200	4 200	4 200	4 200	1 575	0	0	21 000

(**) El valor de esta celda (que representa el total acumulado en los 8 años), no puede ser mayor a 50 000. Si la oferta representa valores menores a los mínimos indicados por localidad y por año, o superior al máximo indicado (50 000), la oferta no sería considerada válida.

2.- Componente nacional (CN).

En el anexo 2 modificado (método para determinar la mejor oferta) de las bases del concurso, se señalaron los criterios para la adjudicación de la buena pro, que fueron los siguientes:

1.- Se asignaron puntajes (P) a cada oferta de la siguiente manera: al postor que hubiese propuesto el VPC más alto, se le asignó un puntaje de cien puntos, y al resto se les asignó un puntaje proporcional. El valor de VPC correspondiente a cada oferta se determinó de la siguiente manera:

$$VPC = \sum_{i=1}^{8} \frac{CC_i}{(1{,}12)^i}$$

Donde:

VPC: valor presente del número de consumidores conectados totales.
CCi: número de consumidores conectados nuevos que se promete lograr al final de cada año "i", según la oferta (formulario 4).
i: año operativo contado desde la puesta en operación comercial.

2.- Se determinó el puntaje final (PF), según la fórmula siguiente:

$$PF_x = P_X * (1 + 0{,}20 * CN_x)$$

PF_x: puntaje final del postor X
P_X: puntaje del postor X
CNx: Factor CN ofrecido por el postor X en su oferta

3.- La buena pro se adjudicaría por al postor que obtuviera el mayor puntaje final.

En caso de empate, los postores que empataron presentarían un nuevo formulario 4 en el plazo de 24 horas con nuevas cifras, cuyo VPC no puede ser inferior al resultante de la propuesta original. Estas modificaciones fueron comunicadas a los postores mediante Circular N.° 21, y publicada en la página web de PROINVERSIÓN.

6.4.1. Apertura de los sobres N.° 3 y adjudicación de la buena pro

El Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y de Servicios Públicos, mediante el Acuerdo Comité Infraestructura 502-12-2008-Hidrocarburos del 14 de abril del 2008, aprobó comunicar a los postores las siguientes medidas para el acto de apertura de sobres y adjudicación de la buena pro:

i. La fecha de presentación de los sobres N.° 1 y N.°2 y la adjudicación de la buena pro se estableció para el 25 de abril del 2008, a las 16:00 horas, en el Auditorio de Petróleos del Perú S.A. - Petroperú, ubicado en Av. Paseo de la República N.° 3361, San Isidro. Se reiteró el procedimiento para dicho acto y los documentos que los postores debían presentar en los sobres N.° 1 y N.°

ii. Se indicó la entrega de cinco ejemplares originales del contrato de concesión impresos en papel de seguridad, rubricados por un funcionario del Comité, así como el formulario 4, también impreso en papel de seguridad, que debía ser suscrito por los

representantes legales de los postores e incluido en el sobre N.° 2.

En concordancia con lo establecido en el cronograma del concurso, el 25 de abril del 2008, se instaló el Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y de Servicios Públicos, representado por el señor Alex Albújar Cruz, con el objetivo de llevar a cabo el acto público de presentación y apertura de los sobre N.° 1 y N.° 2 del concurso público internacional para otorgar en concesión el Proyecto "Concesión del Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica".

Se contó con la presencia del ministro de Energía y Minas, del director ejecutivo de PROINVERSIÓN, y del Jefe de Proyecto en Asuntos Eléctricos e Hidrocarburos de PROINVERSIÓN, así como la intervención del notario de Lima, Manuel Reátegui Tomatis. Se procedió a invitar a los postores a presentar sus sobres en el orden en que fueron precalificados.

Tabla 7: Resumen de postores que presentaron su oferta

CONSORCIO EEB-TGI (Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y Transportadora de Gas del Interior S. A. E. S. P.)	Si presentó
Promigas S. A. E. S. P.	Si presentó
Consorcio Suez-G&M (Suez Energy Perú S. A. y Graña & Montero S. A. A.)	Si presentó
Gas Natural Internacional SDG S. A.	Manifestó su decisión de declinar su participación en el presente concurso.

Fuente: PROINVERSIÓN - Libro blanco del proyecto 2014
Elaboración: propia

El notarioprocedió a abrir el sobre N.° 1 de los postores, rubricando y sellando su contenido, luego de lo cual fue sometido a la evaluación correspondiente por parte del Comité. El notario separó el sobre N,° 2 incluido en el Sobre N.° 1 y lo depositó en el ánfora conforme a lo establecido en el Numeral 4.2.2 de las bases. Luego de la revisión de la documentación del sobre N.° 1, se obtuvo el resultado siguiente:

Tabla 8: Resumen de la evaluación del contenido de las propuestas

POSTOR	ESTADO
Consorcio EEB-TGI (Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y Transportadora de Gas del Interior S. A. E. S. P.)	Conforme
Promigas S. A. E. S. P.	Conforme
Consorcio Suez-G&M (Suez Energy Perú S. A. y Graña & Montero S. A. A.)	Conforme

Fuente: PROINVERSIÓN - Libro blanco del proyecto 2014
Elaboración: propia

Estando conforme los documentos contenidos en los sobres N.° 1 y atendiendo a lo señalado en el Numeral 4.2.3 de las bases del concurso, el representante del Comité dispuso que se efectuara la apertura de los sobres N.° 2, que contienen las ofertas económicas de los postores. El notario procedió a retirar los sobres N.° 2 del ánfora, abrirlos y visar su contenido, entregándolos a la persona designada por el representante del Comité para su verificación y posteriormente al representante del Comité para su lectura, cuyo resumen se detalla a continuación (extracto del formularlo 4 de cada postor), según el cuadro siguiente:



1.- CONSORCIO EEB-TGI (Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y Transportadora de Gas del Interior S.A. E.S.P.)

Número de consumidores conectados nuevos (CCN) durante los primeros 8 años de operación comercial, por localidad.

Tabla 9: Oferta de número de clientes presentada por Consorcio EEB-TGI

Localidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Pisco	6493	862	862	862	862	324	0	0
Ica	14 902	1979	1979	1979	1979	740	0	0
Nasca	1057	140	140	140	140	53	0	0
Marcona	1569	212	212	212	212	80	0	0
Chincha	7577	1007	1007	1007	1007	378	0	0

Fuente: PROINVERSIÓN - Libro blanco del proyecto 2014
Elaboración: propia

- **Componente nacional: 0,51**

2. PROMIGAS S. A. E. S. P.

Número de consumidores conectados nuevos (CCN) durante los primeros 8 años de operación comercial por localidad.

Se procedió a la evaluación de las ofertas económicas presentadas, según la metodología establecida en el anexo 2 de las bases, obteniéndose los puntajes finales que a continuación se indican:

Tabla 10: Oferta de número de clientes presentada por Promigas S. A. E. S. P.

Localidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Pisco	2968	2612	1870	786	786	307	0	0
Ica	7681	6721	4811	2012	2012	727	0	0
Nasca	269	236	169	71	71	34	0	0
Marcona	341	298	214	89	89	38	0	0
Chincha	4723	4133	2958	1243	1243	470	0	0

Fuente: PROINVERSIÓN - Libro blanco del proyecto 2014
Elaboración: propia

- **Componente nacional: 0,51**

3. CONSORCIO SUEZ - G&M (Suez Energy Perú S.A. y Graña & Montero S.A.A.)

Número de consumidores conectados nuevos (CCN) durante los primeros 8 años de operación comercial, por localidad:

Tabla 11: Oferta de número de clientes presentada por Consorcio Suez - G&M

Localidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Pisco	855	1651	2004	2457	1702	1357	0	0
Ica	2005	3678	4601	5524	3819	3069	0	0
Nasca	247	644	585	477	88	0	0	0
Marcona	739	682	444	444	0	0	0	0
Chincha	875	1682	2207	2732	1857	1575	0	0

- **Componente nacional: 0,51**

Se procedió a la evaluación de las ofertas económicas presentadas, según la metodología establecida en el anexo 2 de las bases, obteniéndose los puntajes finales que a continuación se indican:

Tabla 12: Resumen de propuestas

Localidad	Consumidores Conectados	Valor Presente Consumidores Conectados VPC	Puntaje VPC	Componente Nacional CN	PUNTAJE TOTAL
CONSORCIO EEB-TGI	**50 000**	**40 425**	**100,00**	**0,51**	**110,20**
PROMIGAS S. A. E. S. P.	**50 000**	**38 432**	**95,07**	**0,51**	**104,77**
CONSORCIO SUEZ-G&M	**48 000**	**32 536**	**80,49**	**0,51**	**88,70**

El representante del Comité de PROINVERSIÓN en Proyectos de Infraestructura y de Servicios Públicos, adjudicó la buena pro del concurso público internacional para otorgar en concesión el Proyecto "Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica", al postor:

CONSORCIO EEB-TGI (Empresa de Energía de Bogotá S. A. E. S. P. y Transportadora de Gas del Interior S. A. E. S. P.)

6.5. Proceso de cierre

De acuerdo con el anexo N.° 1 (cronograma del concurso) de las bases, la fecha de cierre estaba prevista para el 26 de agosto del 2008. Según el numeral 5.3.1 de las bases, PROINVERSIÓN podía aceptar una prórroga de hasta tres meses, convirtiéndose en una obligación para el adjudicatario. El Comité de PROINVERSIÓN, mediante Acuerdo de Comité Infraestructura 535-01-2008-Hidrocarburos, modificó la fecha de cierre a solicitud del adjudicatario, fijándola para el 26 de noviembre del 2008. Esta modificación fue comunicada con la Circular N.° 27.

Posteriormente, mediante Acuerdo Comité Infraestructura 563-01-2008-Hidrocarburos del 10 de noviembre del 2008, se prorrogó nuevamente la fecha de cierre hasta el 24 de febrero del 2009, y fue publicada en la Circular N.° 28. El 23 de febrero del 2009, mediante Acuerdo Comité Infraestructura 591-01-2008-Hidrocarburos, se aprobó una nueva prórroga hasta el 7 de marzo del 2009, también comunicada con la Circular N.° 29.

El 27 de septiembre del 2008, mediante el Decreto Supremo N.° 114-2008-EF, se otorgó la garantía del Estado para las obligaciones contenidas en el contrato de concesión, y se autorizó al viceministro de Energía para suscribir dicho contrato. El 22 de octubre del 2008, mediante Resolución Suprema N.° 046-2008-EM, se otorgó la concesión a la Sociedad Concesionaria Transportadora de Gas Internacional del Perú S. A. C. (luego Transcogas Perú S. A. C.)

El Comité de PROINVERSIÓN aprobó una cláusula adicional al contrato de concesión para mitigar la incertidumbre sobre los plazos y las restricciones de suministro y transporte de gas. Esta cláusula suspendía todos los plazos del contrato por un máximo de ocho meses, con la posibilidad de ampliarlo a doce meses, y establecía que, si las restricciones no se resolvían dentro de ese plazo, el contrato quedaría extinguido automáticamente si el adjudicatario decidía no continuar. Esta solución fue aprobada por el Comité de PROINVERSIÓN el 27 de febrero del 2009.

La primera cláusula adicional fue aprobada mediante Resolución Suprema N.° 015-2009-EM el 6 de marzo del 2009, y su texto debía incorporarse en la escritura pública del contrato de concesión. Finalmente, el 7 de marzo del 2009, en Humay, se realizó el acto de Cierre, con la presencia de autoridades y representantes de la sociedad concesionaria. En dicho acto, se entregaron los documentos necesarios, incluyendo la escritura de constitución social, poderes, y las garantías.

Ilustración 25: Principales hitos del proyecto "Gasoducto Regional de Ica"

Publicación del plan de promoción	**24 de julio del 2007**
Aprobación de bases	**13 de agosto del 2007**
Convocatoria	**24 de agosto del 2007**
Primera versión del contrato BOOT	**24 de julio del 2007**
Anuncio de postores calificados	**05 de febrero del 2008**
Aprobación de la versión final del contrato de concesión	**17 de marzo del 2008**
Presentación de sobres N.º 2 y N.º 3 – Adjudicación de la Buena Pro	**25 de abril del 2008**
Firma de contrato	**7 de marzo del 2009**

7. La concesión en la actualidad

Dividiremos el análisis del estado situacional de la empresa en tres componentes: análisis del cumplimiento del marco regulatorio; análisis operacional y finalmente, análisis financiero. Cabe resaltar que toda esta información se ha extraído de las memorias descriptivas e informes del concesionario [36, 37, 38 y 39].

7.1. Cumplimiento regulatorio

Al cierre del 2023, Contugas recibió dos sanciones. Primero, el OEFA emitió la Resolución Directoral N.° 01961-2023--OEFA el 7 de agosto, imponiendo una multa de 2,111 UIT (S/ 10 449,45) por no realizar el monitoreo de calidad del aire y ruido según los parámetros ambientales establecidos. Este monto incluye un descuento del 30 % por reconocimiento de responsabilidad durante la instrucción del procedimiento.

Por su parte, Osinergmin sancionó a Contugas mediante la Resolución N.° 2801-2023-OS/DSR el 19 de diciembre del 2023, por un monto de 0.16 UIT (S/ 792) debido a la falta de presentación de información técnica y económica solicitada en dos casos del primer trimestre del 2020. Este monto también tiene un descuento del 30 % por reconocimiento de responsabilidad, y Contugas pagó S/ 712,80 tras acogerse al beneficio de pronto pago.

Desde el año 2022, Contugas ha estado gestionando dos procesos sancionadores ante Osinergmin, el organismo encargado de supervisar la inversión en energía y minería en el Perú. A finales del 2023, estos procesos aún se encontraban en trámite, mientras se evaluaban las respuestas a las resoluciones emitidas por Osinergmin. Este seguimiento es crucial para asegurar el cumplimiento normativo y la transparencia en las operaciones de la empresa, así como para resolver cualquier discrepancia que pueda surgir en el proceso.

7.2. Operativo

Al cierre del 2023, Contugas alcanzó un hito significativo al instalar más de 192,7 km de red de polietileno. Esta expansión forma parte del proyecto estatal de masificación del gas natural, que busca facilitar el acceso a este recurso energético en diversas regiones del país. Gracias a estas instalaciones, se habilitaron 15 484 nuevos clientes en nuestra zona de concesión, lo que representa un aumento considerable en los ingresos de la empresa. Este progreso se atribuye principalmente a tres iniciativas estratégicas: el Plan Punche (tanto su primera como su segunda etapa) y el Plan Quinquenal, cada uno diseñado para mejorar la infraestructura y ampliar la cobertura del servicio.

7.2.1. Plan Punche - Primera Etapa

La primera etapa del Plan Punche consistió en seis intervenciones con un valor aproximado de S/ 7 616 millones. Estas acciones abarcaron un total de 104 688 metros de red y beneficiaron a 6 251 personas. Cada intervención fue cuidadosamente planificada para maximizar el impacto positivo en las comunidades locales, garantizando que más hogares y negocios tuvieran acceso al gas natural.

Este esfuerzo no solo mejora la calidad de vida de los ciudadanos al proporcionar una fuente de energía más limpia y eficiente, sino que también fortalece la posición de Contugas en el mercado energético regional.

Tabla 13: Intervenciones Plan Punche 01

CHINCHA

PROYECTO: LOMO LARGO	
Inversión	**USD 2,28 MM**
Extensión	**10 132 m**
Beneficiarios	**701**

PROYECTO: PARQUES DE CHINCHA BAJA	
Inversión	USD 0,116 MM
Extensión	2094 m
Beneficiarios	200

ICA

PROYECTO: AQUIJES ROSARIO	
Inversión	USD 0,67 MM
Extensión	13 411 m
Beneficiarios	900

NASCA

PROYECTO: VISTA ALEGRE	
Inversión	USD 2,47 MM
Extensión	41 550 m
Beneficiarios	2350

PROYECTO: NASCA	
Inversión	USD 1,16 MM
Extensión	17 324 m
Beneficiarios	1100

Fuente: Contugas 2024

7.2.2. Plan Punche – Segunda Etapa

En relación con la segunda etapa del Plan Punche, esta fase se compuso de ocho intervenciones estratégicas, con un valor aproximado de S/ 3, 84 millones. Estas acciones abarcaron un total de 50 987 metros de red de polietileno, lo que permitió extender el acceso al gas natural a 3082 personas en diversas comunidades de nuestra zona de concesión. Cada intervención fue diseñada para satisfacer las necesidades específicas de las localidades beneficiadas, garantizando una implementación eficiente y sostenible.

A continuación, se detallan las intervenciones realizadas en esta segunda etapa del Plan Punche:

Tabla 14: Intervenciones Plan Punche 02

CHINCHA

PROYECTO: CRUZ BLANCA	
Inversión	USD 0,44 MM
Extensión	8301 m
Beneficiarios	605

PROYECTO: ARICA	
Inversión	USD 0,37 MM
Extensión	6001 m
Beneficiarios	376

PISCO

PROYECTO: TÚPAC AMARU	
Inversión	USD 1,13 MM
Extensión	18 696 m
Beneficiarios	970

ICA

PROYECTO: CASERÍO SAN MARTÍN	
Inversión	USD 0,72 MM
Extensión	11 195 m
Beneficiarios	650

PROYECTO: TACARAJA	
Inversión	USD 0,03 MM
Extensión	492,56 m
Beneficiarios	42

PROYECTO: AQUIJES RIO ICA	
Inversión	USD 0,03 MM
Extensión	466,34 m
Beneficiarios	35

PROYECTO: LOS ÁNGELES	
Inversión	USD 0,84 MM
Extensión	1424 m
Beneficiarios	80

PROYECTO: LLUJARAJA	
Inversión	USD 0,28 MM
Extensión	4412 m
Beneficiarios	324

Fuente: Contugas 2024

7.2.3. Plan Quinquenal

El Plan Quinquenal de Contugas ha sido una de las acciones más significativas que ha contribuido al incremento de usuarios en la red de gas natural. Este plan se compone de tres intervenciones clave, con un valor aproximado de S/ 2,08 millones, que abarcan un total de 42 737 metros de red. Estas intervenciones han beneficiado a 2 684 personas, mejorando su acceso a una fuente de energía más limpia y eficiente.

El desarrollo del Plan Quinquenal no solo se traduce en la expansión de la infraestructura, sino que también refuerza el compromiso de Contugas con el crecimiento sostenible y el bienestar social. A medida que se implementan estas intervenciones, se espera que el número total de clientes conectados aumente significativamente, lo que a su vez generará mayores ingresos para la empresa y contribuirá al desarrollo económico local. Estas intervenciones contemplan:

Tabla 15: Intervenciones Plan Quinquenal

CHINCHA	
Proyecto	SUNAMPE
Inversión	USD 0,24 MM
Extensión	6397 m
Beneficiarios	1100
PISCO	
Proyecto	Túpac Amaru
Inversión	USD 0,34 MM
Extensión	11 625 m
Beneficiarios	729
ICA	
Proyecto	Santiago
Inversión	USD 1,50 MM
Extensión	24 715 m
Beneficiarios	855

Fuente: Contugas 2024

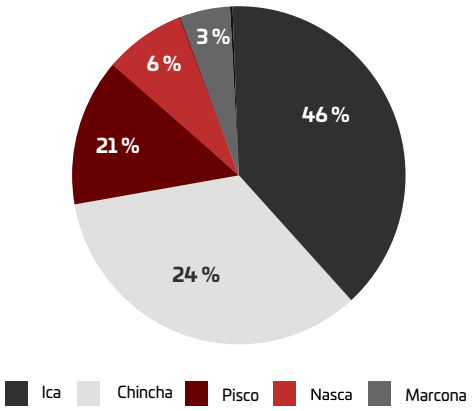
Con estas iniciativas, al cierre del 2023, Contugas contaba con un número creciente de clientes conectados por línea de negocio, reflejando el éxito del plan en la promoción del uso del gas natural en las regiones donde opera. A continuación, se detallan las intervenciones realizadas en el marco del Plan Quinquenal:

Tabla 16: Consumidores totales

	Ica	Chincha	Pisco	Nazca	Marcona	Total
Urbano	40 540	21 467	18 143	5 623	2 669	88 442
Comercial	362	284	290	24	30	990
Industrial	6	24	17	1	0	48
Movilidad	10	4	0	0	0	14
Institucional	15	22	13	1	2	53
Total	40 933	21 801	18 563	5 649	2 701	89 547

Fuente: Contugas 2024

Ilustración 26: Usuarios por región al 2023



Fuente: Contugas 2024

Del gráfico mostrado se puede concluir que cerca de la mitad de los usuarios, ya sean estos domésticos o no domésticos, provienen de Ica. El resto de los usuarios se divide en las localidades de Chincha, Pisco, Nasca y Marcona; teniendo a los dos primeros con una cantidad mayor de usuarios.

Adicionalmente, es necesario precisar que, Al cierre del 2023, se ha incrementado el volumen de conversión de vehículos livianos, el ingreso de nuevos buses de gas y se ha brindado opciones de financiamiento a clientes para facilitar su incorporación.

El análisis operativo del servicio revela una relación directa entre los niveles de reclamos y la satisfacción de los clientes. Al finalizar el año 2023, se registró un total de 99 reclamos adicionales a los del año previo, lo que representa un incremento del 25 % en comparación con el año 2022. Sin embargo, en un contexto global, los reclamos son relativamente bajos, ya que solo el 0,5 % de los clientes totales realizaron algún tipo de reclamo.

A continuación, se detalla la distribución de los clientes y los reclamos según la tipología de usuario:

Tabla 17: Reclamo por porcentaje de usuarios

Tipología de usuario	Total de usuarios	Reclamos	% Reclamos
Residenciales	88 442	459	0,52 %
Comercial	990	16	1,62 %
Industrial	48	1	1,56 %
Movilidad	14	-	1,56 %

Fuente: Contugas 2024

Los resultados reflejan que, aunque la proporción de reclamos es mayor en términos porcentuales para usuarios comerciales e industriales, en términos absolutos los reclamos de clientes residenciales constituyen la gran mayoría del total.

Por otro lado, la satisfacción del cliente se evalúa a través de seis criterios clave:

1. Nivel de recomendación.
2. Calidad de atención al cliente.
3. Entendimiento del recibo.
4. Cumplimiento de plazo.
5. Valorización de las características del servicio.
6. Percepción del valor agregado del servicio.

Durante el 2023, el nivel de satisfacción general se ubicó en 78 %, lo que representa una ligera disminución respecto al 2022 (81,09 %) y al 2021 (82,88 %). Esto equivale a una variación de -3.81 % entre el 2022 y 2023, y de -2.16 % entre el 2021 y 2022.

Tabla 18: índice de satisfacción

Año	Satisfacción (%)	Variación (%)
2021	82,88	-
2022	81,09	-1,79
2023	78,00	-3,09

Pese a la reducción en la satisfacción, el servicio mantiene un promedio cercano al 80 %, indicando que aún existe una percepción positiva entre los usuarios. La reducción en los niveles de satisfacción es un indicador que requiere atención, especialmente en los criterios relacionados con la percepción de valor y el cumplimiento de plazos.

7.3. Financiero

Este análisis se centra en los estados financieros de Contugas, desglosando los componentes de ingresos, egresos y el resultado neto del valor económico retenido.

El ingreso total registrado en 2023 alcanzó USD 93 918 684. Este monto se distribuye de la siguiente manera:

- **Ingresos por distribución de gas (USD 89 072 324):** representan el 94,8 % del total de ingresos, lo que reafirma que la actividad principal de la empresa es la distribución de gas natural.

- **Ingresos financieros (USD 4 359 305):** contribuyen con un 4,6 % del total, reflejando rendimientos secundarios derivados de intereses y actividades relacionadas con la gestión financiera.

- **Otros ingresos (USD 487 055):** aportan un marginal 0,5 %, posiblemente relacionados con actividades no recurrentes o complementarias.

Los egresos totales alcanzaron los USD 104 133 253, superando a los ingresos y generando un déficit que plantea desafíos para la sostenibilidad del modelo operativo. Los principales componentes de los egresos son:

- **Costos operacionales (USD 72 499 812):** constituyen el 69,6 % de los egresos totales y representan el mayor impacto negativo en la rentabilidad. Este alto porcentaje sugiere ineficiencias operativas o costos elevados en la producción y distribución del gas.

- **Pagos a proveedores de capital (USD 25 478 267):** representan el 24,5 % de los egresos y reflejan compromisos financieros significativos con accionistas e inversionistas.

- **Salarios y beneficios de empleados(USD 4 516 435):** con un 4,3 %, estos gastos laborales parecen estar bien controlados y no son la principal causa del desequilibrio financiero.

- **Pagos al Gobierno (USD 1 638 739):** corresponden al 1,6 % de los egresos y aunque no son significativos en términos absolutos, reflejan la contribución fiscal de la empresa.

No se detalla el monto exacto destinado a inversiones en la comunidad, pero se presume que su impacto es mínimo comparado con los costos operativos.

El resultado final muestra un valor económico retenido negativo de USD -10 214 569. Este déficit, presente desde el 2022, demuestra que Contugas continúa buscando su solidez financiera mediante la aplicación de estrategias en optimización de gastos, costos e inversión [37].

La situación financiera revela varios desafíos importantes:

- Desbalance entre ingresos y egresos: a pesar del ingreso elevado cercano a USD 94 millones, los egresos operativos superan significativamente los ingresos generando un déficit estructural preocupante.
- Alta carga financiera: los compromisos significativos con proveedores de capital añaden presión adicional sobre las finanzas generales.

Este análisis pone de manifiesto la necesidad urgente de revisar y ajustar las estrategias operativas y financieras para asegurar un futuro sostenible para Contugas.

Tabla 19: Resultados financieros al 2023 (USD)

VALOR ECONÓMICO DIRECTO GENERADO (VEDG)	
INGRESOS TOTALES	93 918 684
Ingresos distribución de gas	89 072
Ingresos financieros	4 359 305
Otros ingresos	487 055
VALOR ECONÓMICO DISTRIBUIDO (VED)	
EGRESOS TOTALES	-104 133 253
Costos operacionales*	-72 499 812
Salarios y beneficios de los empleados	-4 516 435
Pagos a proveedores de capital	-25 478 267
Pagos a Gobiernos	-1 638 739
Inversiones en la comunidad *	
VALOR ECONÓMICO RETENIDO ANTES DE INVERSIONES (VEDG – VED)	
-10 214 569	

Fuente: Contugas (2024)

8. Impacto del proyecto

Han transcurrido 23 años desde la firma del contrato del proyecto del Gasoducto de Ica, el cual ha generado impactos significativos en el departamento. En términos económicos y ambientales, la masificación del uso del gas natural, frente a otras fuentes de energía, ha permitido reducir costos y disminuir emisiones contaminantes, promoviendo un desarrollo más sostenible. Asimismo, la gestión social de la empresa responsable del proyecto ha tenido un efecto positivo en la comunidad mediante la implementación de programas y medidas de responsabilidad social, que han contribuido a mejorar la calidad de vida, generando bienestar y nuevas oportunidades para la población local.

Impactos de la masificación del gas natural en Ica

Impacto ambiental

El gasoducto regional ha sido esencial para la transición energética al contribuir a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Este aspecto es fundamental en los compromisos internacionales para combatir el cambio climático, ya que promueve una matriz energética más limpia y sostenible.

La protección del ambiente se ha consolidado como una prioridad global en las últimas décadas, orientada principalmente a mitigar la emisión de GEI, responsables de fenómenos como la destrucción de la capa de ozono y el calentamiento global. En el departamento de Ica, el gasoducto ha reemplazado combustibles más contaminantes, como el diésel y el GLP, por gas natural en los sectores de generación de energía, industrial, comercial, GNV y residencial. Este cambio permitió evitar, entre 2012 y 2021, la emisión de más de 1,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente, una reducción comparable a la captura de CO_2 por más de 120 millones de árboles en un año [36].

Además, en el 2021, se lograron reducciones específicas de emisiones: en el sector pesado (buses y tractos que migraron de diésel a GNV) se evitaron 680,40 toneladas de CO_2, mientras que en el sector liviano (taxis que pasaron de usar GLP o gasolina a GNV) se dejaron de emitir 6294,80 toneladas de CO_2 [37].

Estos resultados no solo destacan el papel del gas natural como un recurso eficiente y sostenible, sino que también consolidan su importancia en los esfuerzos por mitigar el impacto ambiental y promover un modelo de desarrollo más limpio y responsable en la región.

Impacto económico

El gas natural es una fuente de energía eficiente y de bajo costo. Su accesibilidad y precio competitivo contribuyen a reducir los costos energéticos en diversos sectores, impulsando el ahorro y fomentando el desarrollo económico. A continuación, se presenta los impactos estudiados por Osinergmin [38]:

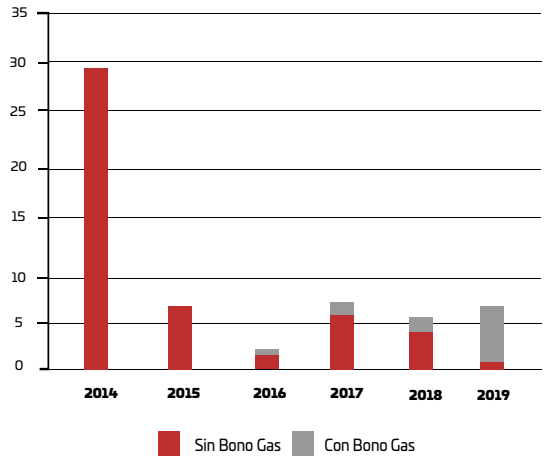
Ahorros en el sector residencial

La expansión del servicio de gas natural en el ámbito residencial ha mostrado un crecimiento sostenido, impulsado principalmente por los ahorros económicos derivados de la sustitución del GLP en balones por gas natural. Sin embargo, esta transición implica una inversión inicial que incluye el derecho de conexión, la acometida (costos regulados) y la instalación interna, lo que puede desincentivar a algunos hogares a conectarse a este servicio público.

Para abordar esta barrera, en el 2016 se implementó el programa BonoGas, una iniciativa social que facilita el acceso al servicio de gas natural en los sectores socioeconómicos bajo y medio bajo. Este programa subsidia los costos de instalación interna, la acometida y el derecho de conexión, ofreciendo descuentos diferenciados según el nivel socioeconómico. Financiado por el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), BonoGas busca fomentar un acceso inclusivo al gas natural.

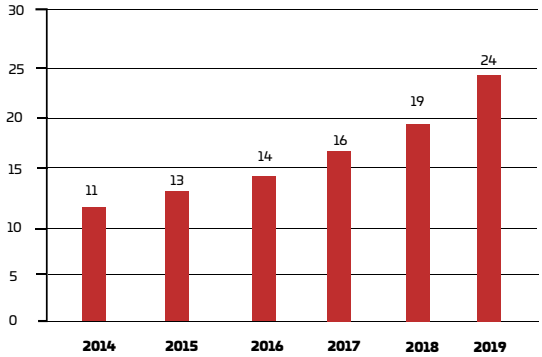
Desde el inicio de la operación comercial del servicio de gas natural en Ica, en 2014, aproximadamente 29 000 hogares fueron habilitados inicialmente. Hasta el 2019, el programa BonoGas benefició a cerca de 490 000 hogares, contribuyendo significativamente a la expansión del servicio. En el segmento residencial, los ahorros netos acumulados en Ica superaron los USD 23 millones (valores actualizados al 2019), con un aumento notable desde la implementación del programa, lo que permitió mantener un ritmo constante de crecimiento en la cobertura residencial del servicio. [38].

Ilustración 27: Evolución del número de nuevos clientes del sector residencial de gas natural en Ica



Fuente: GPAE - Osinergmin

Ilustración 28: Ahorros Netos Acumulados para el segmento residencial - Ica



Ahorros en el sector comercial

El segmento comercial está compuesto por empresas cuyo consumo de gas natural varía entre 301 y 19 000 m^3. Entre las principales actividades económicas de este grupo se encuentran el comercio, las panaderías y los restaurantes. A diferencia del segmento residencial, estas empresas no cuentan con programas de apoyo como el Mecanismo de Promoción ni el programa BonoGas. Sin embargo, existen herramientas de financiamiento que han incentivado la migración del uso de combustibles tradicionales, como el GLP, hacia el gas natural.

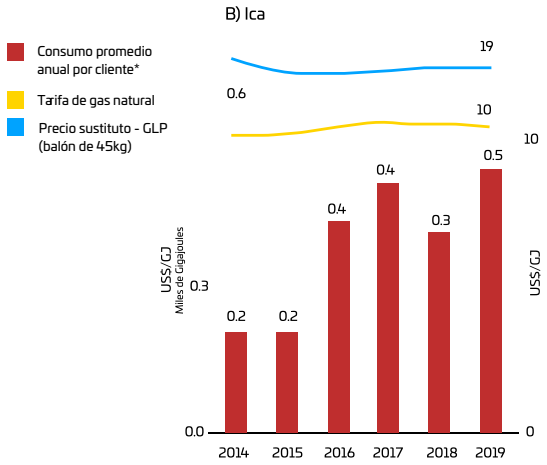
En el departamento de Ica, para el año 2019, se registraron 144 empresas comerciales que migraron al uso de gas natural, con un consumo promedio de 452 GJ. Estas empresas están mayormente distribuidas en panaderías, restaurantes y hoteles, sectores que presentan un menor nivel de consumo en comparación con grandes centros comerciales. En este contexto, el combustible sustituido fue principalmente el balón de GLP de 45 kg. Durante el periodo 2004-2019, los resultados mostraron ahorros positivos para este segmento, reflejando los beneficios de adoptar el gas natural [38].

Durante el periodo 2015-2019, la empresa Contugas duplicó el número de usuarios comerciales, quienes generaron ahorros operativos de USD 9,5 por cada GJ consumido, demostrando el impacto positivo de esta transición energética [38].



Ilustración 29: Evolución de las principales variables del sector comercial - Ica

Gráfico 5-13: Evolución de las principales variables del sector comercial

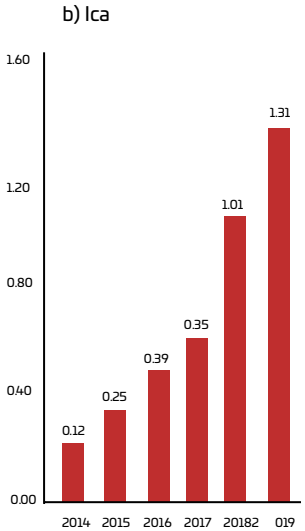


*Nota. El consumo por cliente para Ica se determinó del volumen de gas natural reportado por Contugas a Osinergmin. Además, el valor de consumo del 2014 es imputado de 2015, aproximado con información de DSR-Osinergmin.

Fuentes: Anuarios Estadísticos GRT (2014-2019), DSR-Osinergmin (2017) y Minem (2020d).
Elaboración: GPAE-Osinergmin.

Ilustración 30: Evolución de los ahorros netos acumulados del sector comercial en Ica

Gráfico 5-14: Evolución de los ahorros netos acumulados del sector comercial

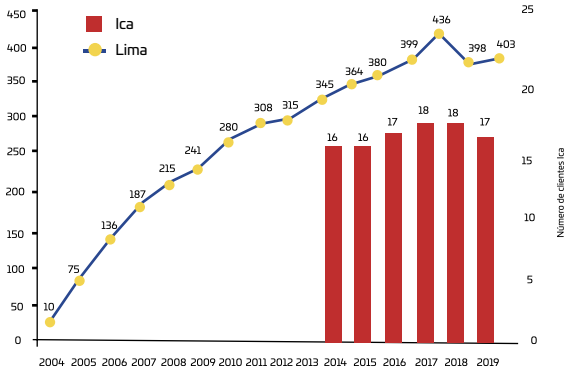


Fuentes y elaboración: GPAE-Osinergmin

Ilustración 31: Evolución de clientes industriales - Ica

Ahorros en el segmento industrial

Gráfico 5-15: Evolución de clientes industriales en Lima e Ica /1/2

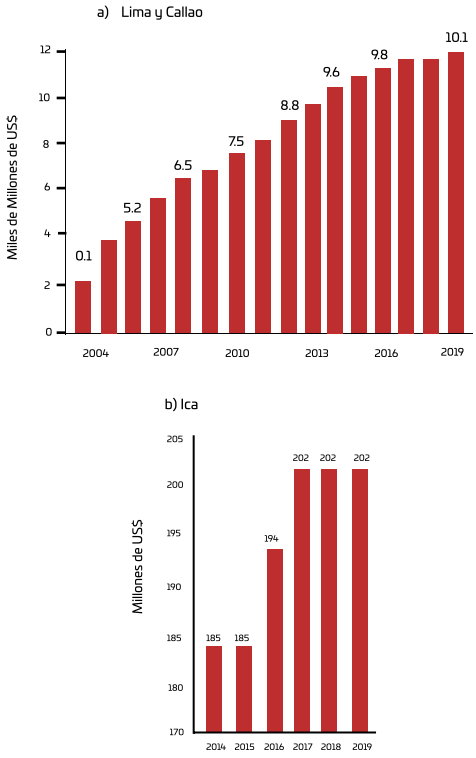


Nota: /1 Para el caso de Lima los clientes pertenecen a las categorías tarifarias C,D y E, mientras que para Ica contempla las categorías D. /2 Ver la definición de clientes en el capítulo 3.

Fuentes: informes estadísticos del Minem (2020d), Lima, y anuarios estadísticos de GRT (2015-2019), Ica. Elaboración: GPAE - Osinergmin.

Ilustración 32: Ahorro Neto Acumulado para el segmento residencial - Ica

Gráfico 5-16: Evolución del ahorro neto acumulado según región



Fuentes y elaboración: GPAE-Osinergmin

En el departamento de Ica, el sector industrial comenzó a beneficiarse del gas natural desd el 2014, cuando se iniciaron las operaciones comerciales en esta zona. Durante el primer año, el ahorro operativo alcanzó los USD 8,3 por GJ consumido, reflejando la competitividad del gas natural frente a los combustibles tradicionales utilizados por las industrias locales. Sin embargo, en los años posteriores, la brecha entre el precio del gas natural y su sustituto mostró una tendencia decreciente, promediando USD 3,5 por GJ en los años recientes. [38].

A cinco años de las primeras conexiones industriales en Ica, los usuarios de este segmento lograron un ahorro acumulado de USD 202 millones hasta el 2019. Este monto incluye tanto los ahorros realizados como los proyectados por los usuarios industriales que migraron del uso de petróleos industriales a gas natural. La reducción en los costos operativos ha sido un incentivo clave para que las empresas locales adopten esta fuente de energía, impulsando su competitividad y eficiencia. [38].

Responsabilidad social de la concesionaria

El compromiso de Contugas es fomentar el desarrollo integral del país, equilibrando la rentabilidad empresarial con el bienestar de las comunidades, en el marco del proyecto que implementa. Esto se logra minimizando el impacto ambiental y generando valor compartido en las zonas de influencia. La estrategia de sostenibilidad sigue los lineamientos de la Estrategia y Política de Sostenibilidad del Grupo Energía Bogotá (GEB) y el Plan de Relaciones Comunitarias de Contugas.

Al 2023, Contugas ha venido realizando las siguientes acciones [40]:

Gestión ambiental

La empresa se compromete a una gestión ambiental sostenible, alineada con las políticas y estrategias del Grupo de Energía Bogotá (GEB), buscando el control de los aspectos ambientales de sus operaciones. En el 2023, la gestión ambiental se centró en el cumplimiento de la normativa, la implementación de la política ambiental, y la integración de prácticas de ecoeficiencia y economía circular. Además, se promovió la formación de jóvenes en temas ambientales en Ica, Chincha, Pisco y Nasca, en colaboración con entidades educativas.

La empresa opera en cumplimiento con el Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y las normativas del sector, y ha implementado el Sistema de Gestión Ambiental según la norma ISO 14001. En el 2023, se destacó el programa "Yo Reduzco", que sensibilizó a los colaboradores sobre la importancia de la adaptación y mitigación del cambio climático.

Gestión del agua

En cuanto a la gestión del agua, la empresa se compromete a su uso eficiente, buscando evitar el desperdicio y generando hábitos sostenibles entre colaboradores, proveedores y visitantes. En el 2023, el consumo total de agua fue de 110,17 megalitros, lo que representó una reducción significativa de más de 200 megalitros respecto al 2022. La empresa no extrae agua, sino que la obtiene de fuentes externas autorizadas, como empresas operadoras de servicios y proveedores de camiones cisterna. El agua se utiliza principalmente en servicios higiénicos, cocina, y riego para controlar el material particulado en procesos constructivos. A través de la implementación de sensibilizaciones y el programa "Yo Reduzco", se han logrado importantes avances en la gestión hídrica, sin impactos negativos en el 2023.

Huella energética

En el 2023, la huella energética de la empresa mostró un consumo eléctrico de 715,847 kWh (2577,03 GJ), lo que significó una reducción de 192 959,41 kWh en comparación con el 2019. El total de consumo energético de la empresa fue de 38 236,64 GJ.

Además, el consumo de combustible para vehículos operativos, que utilizan fuentes no renovables, fue monitoreado a través de reportes mensuales de estaciones de servicio. Los centros operacionales y City Gates también fueron abastecidos con energía eléctrica, con medición y seguimiento mensual de consumo. En cuanto a las oficinas, el consumo de energía eléctrica fue calculado con base en el área ocupada en los edificios alquilados.

Proyecto "Energía que siembra vida"

Como parte de su compromiso con el medio ambiente, la empresa llevó a cabo el proyecto "Energía que siembra vida", en colaboración con Electro Dunas. En este proyecto, se realizó la forestación de 2000 plantas de huarango en el sector de Tierra Prometida, Ica, con actividades de riego y mantenimiento. Este proyecto contribuye al ODS 13 (Acción por el clima), con el objetivo de capturar aproximadamente 24 000 kg de CO2 anuales cuando los huarangos lleguen a su etapa adulta.

Acciones sociales de Contugas en el 2023

Contugas ha continuado promoviendo el desarrollo sostenible a través de iniciativas sociales, colaborando con las comunidades cercanas a sus operaciones. A pesar de una reducción en la inversión debido a la pandemia y a la necesidad de garantizar la continuidad del servicio, la empresa se mantuvo activa en la ejecución de proyectos sociales, apoyada por alianzas con otras instituciones.

Proyectos sociales y voluntariado

A través del voluntariado corporativo, los colaboradores de Contugas participaron activamente en charlas orientadoras sobre temas como educación financiera, seguridad alimentaria, manejo de redes sociales, *marketing* digital e instalaciones de gas natural. Se realizaron encuestas para medir el impacto de estas charlas en la comunidad.

Además, se relanzó el programa "Nutri Contugas", beneficiando a más de 50 comedores populares en Ica con la instalación gratuita del servicio de gas natural, mejora de infraestructuras y talleres de empoderamiento femenino, educación financiera y alimentación saludable. Este proyecto se desarrolló en colaboración con el programa BonoGas-FISE.

Programas de relaciones comunitarias

Contugas también implementó diversos programas orientados a mitigar los impactos negativos de sus operaciones, de acuerdo con el Plan de Relaciones Comunitarias. Los principales programas incluyen:

- Programa de comunicación, información y capacitación ciudadana.
- Programa de negociación de tierras.
- Programa de contratación de mano de obra local.
- Programa de monitoreo y vigilancia ciudadana.
- Programa de atención de consultas y reclamos de los grupos de interés.

Además, el programa de voluntariado "Transformar con energía" continúa siendo un eje clave de sus actividades, involucrando a los colaboradores en diversas acciones.

Iniciativas en beneficio de la comunidad

Contugas también participó en actividades de apoyo directo a la comunidad. En colaboración con Electro Dunas, se llevó a cabo una jornada en el comedor "Hermandad Señor de Luren", donde se ofrecieron charlas sobre alimentación saludable, un almuerzo saludable y entrega de víveres a más de 50 niños. Asimismo, se proporcionó gas natural gratuito al Centro Residencial para el Adulto Mayor – Carpam San Juan de Dios y a otros centros de atención de la Sociedad de Beneficencia de Ica, incluyendo un refugio para mujeres vulnerables.

Fortalecimiento de capacidades locales

Se fortalecieron las capacidades de los monitores socioambientales del PMVC en el departamento de Ica, promoviendo la conciencia ambiental y la correcta gestión de residuos sólidos en el distrito de San Andrés, Pisco. Más de 30 personas participaron en este programa, que buscó empoderar a los pescadores artesanales de la zona.

En resumen, a pesar de los desafíos financieros, Contugas ha mantenido su compromiso con la comunidad, promoviendo el bienestar social y ambiental en la región.

9. Matriz de evaluación

Para el presente proyecto se desarrollarán dos evaluaciones; la primera seguirá los estándares y protocolos del IESE Business School y la segunda abordará la complementariedad del proyecto con los Objetivos de Desarrollo Sostenible [40].

9.1. Metodología IESE Business School

La metodología del IESE se fundamenta en seis componentes clave: método de contratación y proceso de selección, condiciones contractuales e incentivos, gestión de riesgos, finanzas y pagos, gobernanza, proceso de construcción, y beneficios potenciales del proyecto. Cada uno de estos elementos es analizado exhaustivamente para asegurar que el proyecto esté en consonancia con las necesidades y prioridades del sector público, así como para lograr una distribución equitativa y eficaz de los riesgos entre los sectores público y privado.

Tabla 20: Matriz de evaluación

Metodología	Cumple	Detalles		
1. Método de contratación y proceso de selección	Si	1.1. Análisis costo-beneficio o CBA*	Si se realizó	Con el análisis de múltiples escenarios regionales
		1.2. *Value for money*	Si se realizó	
		1.3. Competencia real por el contrato	Si se realizó	04 empresas presentaron el sobre N.º1
		1.4. Comité de evaluación de propuestas	Si se realizó	Interno
2. Condiciones contractuales e incentivos	Si	2.1. Combinación	Si se realizó	BOOT
		2.2. Calidad del servicio verificable	Si se realizó	Niveles de servicio definidos
		2.3. Factores externos		Positivos, la economía peruana daba las garantías para la correcta ejecución de este proyecto
		2.4. Duración establecida		30 años
3. Riesgo, finanzas y pagos	Si	3.1. Riesgos relacionados a la construcción	Compartido	Minem/concesionario
		3.2. Riesgos relacionados a la demanda	Compartido	Minem/concesionario
		3.3. Riesgos macroeconómicos y de política	Compartido	Minem/concesionario
		3.4. Mecanismo de pago	Definido	Minem/concesionario
		3.5. Entidad con propósito especial (SPV)	Si se conformó	
4. Gobernanza	Si	4.1. Transparencia	Proceso transparente	
		4.2. Proceso participativo de toma de decisiones	Si	Se consideraron comentarios de *stakeholders*
		4.3. Supervisión internacional/externa	Si	Apoyo de organismos multilaterales
		4.4. Marco legal	Si	
		4.5. Roles determinados	Si	Dentro del proceso de promoción de participación privada los sectores y demás *stakholders* realizaron comentarios en el marco de sus respectivos roles y alcances.
5. Proceso de construcción	Si	5.1. Sobrecoste	No	
		5.2. Retraso de los plazos	Si	
6. Beneficios potenciales	Si	6.1. Seguridad de los precios	Si	Esquemas de tarifas resiliente
		6.2. Transferencia de responsabilidades a la empresa privada	Si	
		6.3. Alcance e incentivos para la innovación	No	No se aplica a esta tipología de proyecto
		6.4. Ahorro en los pagos públicos	No	
		6.5. Enfoque del ciclo de vida	Si	

9.2. Objetivos de Desarrollo Sostenible

Los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), adoptados en el 2015 por las Naciones Unidas, representan un llamado global para erradicar la pobreza, proteger el planeta y garantizar la prosperidad para todos. Estos objetivos surgen como continuación de los Objetivos de Desarrollo del Milenio (ODM), ampliando su alcance para abordar problemáticas ambientales, económicas y sociales. El Perú, como firmante de esta agenda global, ha trabajado en la incorporación de los ODS en sus políticas nacionales, incentivando la participación activa de los diferentes sectores de la sociedad. Con la promulgación de planes nacionales y locales que incluyen indicadores de seguimiento, el Estado peruano ha sentado las bases para una implementación coordinada. La colaboración entre el sector privado, las comunidades y las organizaciones no gubernamentales ha sido fundamental en este esfuerzo [41 y 42].

Dentro de este contexto, Contugas ha emergido como un ejemplo destacado. La empresa no solo ha alineado sus operaciones internas con los ODS, sino que también ha diseñado e implementado iniciativas externas que promueven un impacto positivo en el entorno y en las comunidades donde opera. Este compromiso se traduce en resultados tangibles que contribuyen al desarrollo sostenible del Perú, estableciendo a Contugas como un líder en la adopción de prácticas empresariales responsables.

Contugas se distingue como una de las pocas empresas que ha adoptado un enfoque integral hacia los ODS. Este enfoque implica la incorporación de objetivos globales en su estrategia corporativa y en sus operaciones diarias. Internamente, la empresa implementa prácticas sostenibles, como la optimización del consumo de energía y recursos, así como la capacitación de sus empleados en sostenibilidad. Externamente, Contugas colabora con actores clave para ejecutar proyectos que generan beneficios sociales y ambientales de largo plazo [42 y 43].

Este modelo de operación no solo evidencia su compromiso con la sostenibilidad, sino que también subraya su rol como un agente de cambio en la sociedad peruana. Al actuar como catalizador para la adopción de los ODS, Contugas demuestra que es posible equilibrar el crecimiento económico con la protección ambiental y el bienestar social. Este enfoque debería ser replicado por otras empresas que buscan mejorar su competitividad mientras contribuyen al desarrollo integral del país.

Impacto de Contugas en los ODS

A continuación, se presenta un análisis del impacto de Contugas en los ODS, basado en las iniciativas y logros de la empresa:

ODS 7: Energía asequible y no contaminante

En el 2023, Contugas conectó a más de 46 000 personas al servicio de gas natural. Este logro es especialmente relevante en un contexto donde muchas familias dependían de fuentes de energía costosas y contaminantes. La masificación del gas natural no solo reduce el costo del consumo energético para los hogares, sino que también disminuye el impacto ambiental asociado al uso de combustibles tradicionales como el carbón o la leña. Además, esta iniciativa fomenta la transición hacia una matriz energética más limpia y sostenible en el Perú.

ODS 9: Industria, innovación e infraestructura

Como parte del proyecto de masificación del gas natural promovido por el Estado, Contugas instaló más de 192,7 kilómetros de redes de polietileno en el 2023. Esta infraestructura no solo amplía el acceso a una energía más sostenible, sino que también fortalece la base industrial de el departamento de Ica. La mejora en la infraestructura energética contribuye a atraer inversión, generar empleo y fomentar la innovación tecnológica. Las empresas locales también se benefician al reducir sus costos operativos, aumentando su competitividad en el mercado.

ODS 13: Acción por el clima

El compromiso de Contugas con la mitigación del cambio climático se refleja en el proyecto de

siembra de plantas de huarango, una especie nativa clave para la restauración de ecosistemas en áreas degradadas. Este esfuerzo ha permitido la plantación de miles de árboles que, al alcanzar su etapa adulta, capturan 24 000 kilogramos de CO2 al año. Además de su papel en la captura de carbono, estas plantas mejoran la calidad del suelo, previenen la desertificación y proporcionan hábitat para la fauna local.

ODS 15: Vida de ecosistemas terrestres

En colaboración con Electro Dunas, Contugas implementó el proyecto "Energía que siembra vida", que incluyó la forestación de 2000 plantas de huarango. Este proyecto tiene un doble impacto: por un lado, promueve la recuperación de ecosistemas locales, y por otro, sensibiliza a las comunidades sobre la importancia de proteger el medio ambiente. Las iniciativas de forestación también generan empleo local, fortaleciendo la economía de las áreas rurales.

ODS 17: Alianzas para lograr los objetivos

Con la colaboración del Ministerio de Energía y Minas, la Cámara de Comercio de Ica, la Sociedad Peruana de Hidrocarburos y Pluspetrol se facilitó el acceso a recursos, conocimiento técnico y apoyo logístico necesario para ejecutar proyectos de alto impacto. Las alianzas también potencian la replicabilidad de las iniciativas, extendiendo sus beneficios a otras regiones del país



10. Lecciones aprendidas

Son varias las lecciones aprendidas que dejó el proyecto "Gasoducto Regional de Ica"; sin embargo, en el presente documento se destacan aquellas que resultan más relevantes para ser consideradas en futuros proyectos del sector Hidrocarburos y en iniciativas de masificación del gas natural.

N.° 1: La importancia de contar con estudios de demanda realistas y actualizados, que permitan una planificación más precisa y alineada con las necesidades del mercado.

Uno de los principales desafíos que surgieron durante la ejecución del proyecto del gasoducto de Ica fue la sobreestimación de la demanda de gas natural en la región. En un principio, se pensó que habría un gran número de proyectos industriales, petroquímicos y térmicas que justificarían la gran capacidad de transporte del gasoducto. Sin embargo, muchos de estos proyectos no se concretaron, lo que resultó en una infraestructura subutilizada. La capacidad del gasoducto, que originalmente fue pensada para transportar grandes volúmenes de gas, se encuentra actualmente con menos del 20 % de su capacidad operativa. Esto ha generado importantes desafíos financieros para la empresa concesionaria, Contugas, que tuvo que ajustar sus expectativas y buscar nuevas formas de rentabilizar la infraestructura.

Esta situación subraya la importancia de realizar estudios de demanda mucho más detallados y realistas antes de emprender proyectos de infraestructura a gran escala. En lugar de basarse únicamente en proyecciones a largo plazo, los estudios de demanda deben estar continuamente actualizados y adaptados a las dinámicas cambiantes del mercado. En el caso del gasoducto de Ica, los estudios iniciales no contemplaron con suficiente precisión las fluctuaciones del mercado y la falta de concreción de proyectos clave que, a priori, se habían considerado fundamentales para asegurar la demanda del gas. Esta lección es crucial para futuros proyectos de APP, ya que una infraestructura subutilizada no solo representa una pérdida de inversión, sino que también limita el acceso de la población a los beneficios del proyecto.

En este sentido, es necesario que los estudios de demanda sean más flexibles y adaptables, permitiendo a los proyectos ajustarse a las necesidades reales del mercado en lugar de depender de supuestos que puedan no cumplirse. Además, estos estudios deben considerar no solo la demanda industrial o comercial, sino también las necesidades residenciales y sociales, ya que estos segmentos de consumidores también juegan un papel clave en la viabilidad de los proyectos de infraestructura, como se ha visto en el caso de la expansión de la red de gas natural en Ica.

N.° 2: La necesidad de coordinación y apoyo del sector público para la sostenibilidad de los proyectos.

La experiencia del proyecto "Gasoducto Regional de Ica" destaca la importancia de la coordinación y el apoyo del sector público para la masificación del gas natural. La participación activa del gobierno ha sido esencial no solo para facilitar la ejecución de proyectos, sino también para garantizar su sostenibilidad a largo plazo. A pesar de la sobreestimación inicial de la demanda, el respaldo público ha sido clave para fomentar el acceso al gas natural en la región y asegurar la rentabilidad de la concesión.

Desde 2016, el Ministerio de Energía y Minas (Minem) ha implementado políticas a través del Fondo de Inclusión Social Energética (FISE), reduciendo costos de conexión y ampliando el acceso al gas natural para miles de familias en Ica. Iniciativas como el programa BonoGas han impulsado la construcción de instalaciones residenciales y conversiones a gas natural vehicular (GNV). Además, el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF), con el plan "Con Punche Perú",

ha promovido la expansión de la infraestructura de gas, lo que permitió la construcción de nuevas redes y la conexión de más clientes.

Gracias a estos programas, el Gobierno ha generado un círculo virtuoso que beneficia a las empresas concesionarias y a los usuarios finales. Este apoyo ha facilitado la expansión de la red de Contugas, incrementando su rentabilidad al conectar más usuarios residenciales e industriales, y permitiendo una mayor viabilidad en la operación del gasoducto.

El plan "Con Punche Perú" ha sido fundamental, permitiendo la construcción de 150 km de redes adicionales, lo cual ha conectado a más de 15 000 nuevos usuarios. Esto ha tenido un importante impacto económico, tanto en la generación de empleos como en el ahorro para los hogares que ahora pueden acceder al gas natural en lugar de combustibles más caros y contaminantes, como el GLP.

Además, la colaboración entre el sector público y privado ha sido clave para superar la subutilización de la infraestructura inicial. Aunque la demanda ha sido menor a la proyectada, esta sinergia ha permitido implementar nuevas estrategias que impulsan la expansión del gas natural en zonas urbanas y rurales, cumpliendo con su propósito social y económico.

A inicios del 2022, Osinergmin aprobó el plan quinquenal de inversiones de Contugas, mediante el cual la empresa se comprometió a invertir aproximadamente 13 millones de dólares para extender sus redes y abastecer a más de 28 000 nuevos usuarios en las provincias de Ica, Chincha y Pisco. Esta expansión, que se sumará a las 71 000 conexiones ya existentes, beneficiará a unos 400 000 usuarios y generará alrededor de 500 empleos directos e indirectos, reafirmando el compromiso de la empresa con la región y el país.



11. Conclusiones

En síntesis, los informes de la concesionaria y del regulador destacan que el proyecto Gasoducto Regional de Ica, desarrollado bajo el modelo de asociación público-privada (APP), ha garantizado una prestación de servicios eficiente y de alta calidad, impulsando el desarrollo económico, social y ambiental en en el departamento. El proceso de promoción privada permitió la participación de empresas internacionales líderes en el sector de Hidrocarburos, mientras que el concurso de adjudicación se realizó conforme a las bases establecidas, cumpliendo con la meta de masificar el uso del gas natural fuera de Lima. Esto facilitó su expansión en Ica, contribuyendo a la reducción de la contaminación y generando importantes ahorros económicos mediante el reemplazo del diésel por gas natural.

Desde la firma del contrato, el gasoducto ha generado impactos significativos en los últimos 23 años. En el entorno ambiental, ha sido un actor clave en la transición energética al sustituir combustibles más contaminantes, como el diésel y el GLP, por gas natural, permitiendo evitar la emisión de más de 1,5 millones de toneladas de CO_2 equivalente entre el 2012 y 2021.

En el ámbito económico, el acceso al gas natural ha reducido los costos energéticos, logrando ahorros acumulados superiores a USD 23 millones en el sector residencial, USD 54 millones en el comercial y USD 202 millones en el industrial hasta el 2019. Además, programas como BonoGas han promovido la inclusión social al facilitar el acceso al servicio en sectores vulnerables, consolidando al gas natural como una fuente energética sostenible que impulsa el desarrollo y mitiga el impacto ambiental en el departamento de Ica.

El desarrollo del proyecto a través de una APP también permitió la participación de empresas con amplia trayectoria en el sector Energético, lo que fortaleció la industria del país. Esto se reflejó en una infraestructura de alta calidad y en un servicio eficiente, así como en el compromiso del consorcio adjudicatario con la responsabilidad social y la implementación de innovaciones tecnológicas que cumplieron con las normativas y requisitos del proyecto.

Finalmente, a pesar de los cambios en la demanda prevista del gasoducto, la concesionaria ha adoptado medidas estratégicas para ampliar su base de clientes y diversificar su oferta de productos. En este contexto, se plantea una inversión de USD 2500 millones en Perú para la construcción de una planta de urea. Esta experiencia resalta la importancia de estructurar proyectos APP con planes de contingencia que permitan responder a variaciones en la demanda mediante contratos flexibles que faciliten la diversificación de actividades y aseguren la sostenibilidad financiera de los concesionarios.

Proyectos como el Gasoducto Regional de Ica son clave, especialmente porque se estima que para el 2040, si el Perú sigue las tendencias globales, el gas natural representará el 23 % del consumo energético en el sector Industrial, reemplazando fuentes menos amigables con el medio ambiente [40]. Por ello, resulta imprescindible continuar impulsando la masificación del gas natural en el país.

12. Bibliografía

[01] BP. (2021). *Statistical Review of World Energy 2021*. BP. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf

[02] Dirección General de Hidrocarburos. (2023). *Libro anual de recursos de hidrocarburos 2022. Ministerio de Energía y Minas*. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5085174/LARH%202022.pdf?v=1693926847

[03] Speight, J. G. (2019). Natural gas: A basic handbook (2nd ed.). Gulf Professional Publishing.

[04] Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2019). *Handbook of natural gas transmission and processing: Principles and practices (4th ed.).* Gulf Professional Publishing.

[05] Speight, J. G. (2007). *Natural gas: A basic handbook.* Gulf Publishing Company. Mokhatab, S., Poe, W. A., & Mak, J. Y. (2019).

[06] Bahadori, A. (2014). *Natural gas processing: Technology and engineering design. Gulf Professional Publishing.*

[07] Faramawy, S., Zaki, T., & Sakr, A. A.-E. (2016). Natural gas origin, composition, and processing: A review. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 34, 34-54. https://doi.org/10.1016/C2013-0-13070-X

[08] Rojey, A., Jaffrey, C., Cornot-Gandolphe, S., Durand, B., Jullian, S., & Vallais, M. (1997). *Natural gas: Production, processing, transport.* Éditions Technip.

[09] Maddox, R. N. (1974). *Gas and Liquid Sweetening* (2ª ed.). J. M. Campbell for Campbell Petroleum Series.

[10] Comunidad de Madrid, Consejería de Economía e Innovación Tecnológica, Dirección General de Industria, Energía y Minas. (2002). *El gas natural: El recorrido de la energía.* E.i.S.E. Domènech, S. A.

[11] BP. (2024). *Statistical Review of World Energy 2024*. BP. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2024.pdf

[12] Society of Petroleum Engineers, World Petroleum Council, American Association of Petroleum Geologists, & Society of Exploration Geophysicists. (2018). *Petroleum Resources Management System (PRMS 2018)*. Society of Petroleum Engineers. https://www.spe.org

[13] Wang, X., & Economides, M. J. (2009). *Advanced natural gas engineering. 1st ed.* Gulf Professional Publishing.

[14] Dammert, A., & García, R. (2017). *Economía de la energía.* Fondo Editorial de la Pontificia Universidad Católica del Perú.

[15] Decreto Supremo N.° 006-2024-MINAM. (2024). Decreto Supremo que aprueba los índices de nocividad de combustibles (INC) para el período 2024-2025. Diario oficial El Peruano.

[16] (Osinergmin). (2017). *La industria del gas natural en el Perú: A diez años del Proyecto Camisea* (3.ª ed.). Osinergmin.

[17] Osinergmin. (2024). *Boletín estadístico: Producción, procesamiento, transporte y consumo de gas natural (1.er trimestre 2024).* División de Supervisión de Gas Natural. https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/6548535/5706645-boletin-estadistico-de-gas-natural-trimestre-2024-i.pdf?v=1719595705

[18] Promigas Perú & Quavii. (2023). *Informe del sector gas natural Perú: Cifras 2022* (Edición VIII). https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20en%20Peruu%202023%20-%20Cifras%202022.pdf

[19] Banco Mundial (2006), Extensión de Ramales de Gas Natural al Interior del Perú. Esmap.

[20] Galilea, P. V. (2015). La integración gasífera en América del Sur: el anillo energético sudamericano y el gasoducto del sur.

[21] Dammert, A., & García, R. Las tarifas de gas natural en el Perú.

[22] Whittingham Munévar, M. V. (2010). ¿Qué es la gobernanza y para qué sirve? *Revista Análisis Internacional,* (2), 219-235.

[23] ProInversión (2014). Libro Blanco del Proyecto "Sistema de distribución de gas natural por red de ductos en el departamento de Ica"

[24] ComexPerú. (2006). *Memoria anual 2005*. ComexPerú.

[25] Banco Central de Reserva del Perú. (2009). *Memoria 2008.* Banco Central de Reserva del Perú.

[26] ComexPerú. (2009). *Memoria anual 2008*. ComexPerú.

[27] Banco Central de Reserva del Perú. (2007). *Memoria 2006.* Banco Central de Reserva del Perú.

[28] Banco Central de Reserva del Perú. (2008). *Memoria 2007.* Banco Central de Reserva del Perú.

[29] Banco Central de Reserva del Perú. (2010). *Memoria 2009.* Banco Central de Reserva del Perú.

[30] Contugas. (2012). *Reporte de Progreso 2011.*

[31] Contugas. (2013). *Reporte de Progreso 2012*

[32] Contugas. (2014). *Informe de Gestión Sostensible 2013*

[33] Contugas. (2015). *Informe de Gestión Sostensible 2014*

[34] Contugas. (2016). *Informe de Gestión Sostensible 2015*

[35] Guevara Padilla, J., Flores Bermejo, J., & Ojeda Escudero, M. (2016). Optimización del proceso de abastecimiento de la empresa Contugas.

[36] Contugas. (2023). *Informe de sostenibilidad 2022. Contugas*

[37] Contugas. (2022). *Informe de sostenibilidad 2021. Contugas*

[38] Osinergmin (2021). *La industria del gas natural en el Perú. Mirando al Bicentenario y perspectivas recientes.* Primera edición digital. Osinergmin

[39] Salvador, J., Trillas, F., Ricart, J. E., & Planas, M. R. (2016). New Cairo wastewater treatment plant (Egypt). *Specialist Centre on PPP in Smart and Sustainable Cities.*

[40] Contugas. (2024). *Informe de sostenibilidad 2023.* Contugas

[41] Chupillón, X. M. (2020). Perú y los Objetivos de Desarrollo Sostenible: una mirada al ODS n° 9 acerca de la industria, infraestructura e innovación. *Económica*, (10), 34-42.

[42] Guabloche, J. (2020). Perú: cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible. *Económica,* (10), 16-22.

[43] Vásquez Reyes, E. Á. (2019). Mejora de redes corporativas para optimización de servicios Core utilizando infraestructura Cisco en empresa distribuidora de gas natural.

13. Anexos

Tabla 1: Lista de circulares emitidas en el proceso

Circular N.° 01	Modificación delcronograma del concurso.	Fecha de emisión 24/09/2007
Circular N.° 02	Contrato y primer addendum sobre precios y condiciones de gas natural para las regiones suscritos entre ProInversión y el productor de campos de Camisea.	Fecha de emisión 09/10/2007
Circular N.° 03	Modificación de las bases del concurso.	Fecha de emisión 17/10/2007
Circular N.° 04	Absolución de consultas y sugerencias a las bases y contrato formuladas por los adquirientes.	Fecha de emisión 29/10/2007
Circular N.° 05	Absolución de consultas y sugerencias a las bases y contrato formuladas por los adquirientes.	Fecha de emisión 29/10/2007
Circular N.° 06	Se adjunta segunda versión del contrato de concesión, y se comunica que el plazo para emitir sugerencias a esta versión del contrato vence el 22 de noviembre del 2007.	Fecha de emisión 29/10/2007
Circular N.° 07	Se comunica redacción del literal b) de la cláusula 3.2.2. del contrato de concesión.	Fecha de emisión 07/11/2007
Circular N.° 08	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 03/12/2007
Circular N.° 09	Absolución de consultas y sugerencias formuladas por diversos adquirientes, cuya respuesta quedó pendiente en la circular N.° 04.	Fecha de emisión 03/12/2007
Circular N.° 10	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 07/01/2008
Circular N.° 11	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 28/01/2008
Circular N.° 12	Absolución de consultas y sugerencias a las bases formuladas por los adquirentes.	Fecha de emisión 28/01/2008

Circular N.° 13	Anuncio de postores.	Fecha de emisión 05/02/2008
Circular N.° 14	Absolución de consultas y sugerencia a las bases y a la segunda versión del contrato de concesión.	Fecha de emisión 11/02/2008
Circular N.° 15	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 12/02/2008
Circular N.° 16	Absolución de consultas y sugerencia a las bases y a la segunda versión del contrato de concesión.	Fecha de emisión 25/02/2008
Circular N.° 17	Absolución de consultas y sugerencia a las bases y a la segunda versión del contrato de concesión.	Fecha de emisión 25/02/2008
Circular N.° 18	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 25/02/2008
Circular N.° 19	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 10/03/2008
Circular N.° 20	Modificación a las bases del concurso.	Fecha de emisión 17/03/2008
Circular N.° 21	Se adjunta el formulario 4 y el anexo 2 (método para determinar la mejor oferta) de las bases.	Fecha de emisión 17/03/2008
Circular N.° 22	Versión final del contrato de concesión.	Fecha de emisión 17/03/2008
Circular N.° 23	A los efectos de los numerales 5.3.1 y 5.3.2 de las bases, se establece el valor del volumen mínimo en 22,5 millones de pies cúbicos por día.	Fecha de emisión 07/04/2008
Circular N.° 24	Modificación del cronograma del concurso.	Fecha de emisión 14/04/2008
Circular N.° 25	Modificación a la versión final del contrato de concesión.	Fecha de emisión 14/04/2008
Circular N.° 26	Comunica a los postores fecha de presentación de ofertas y procedimientos de adjudicación de la buena pro, entrega de los cinco ejemplares del contrato de concesión y del formulario 4, impresos en papel de seguridad.	Fecha de emisión 14/04/2008

Circular N.° 27	Comunica que a la solicitud del adjudicatario y de acuerdo al 5.3.1 de lasbases del concurso, la fecha de cierre se posterga en calidad de obligatoria, para el día miércoles 26 de noviembre del 2008.	Fecha de emisión 27/08/2008
Circular N.° 28	Comunica que a solicitud del adjudicatario y de acuerdo al numeral 5.3.1 de las bases del concurso, la fecha de cierre se posterga para el día martes 24 de febrero del 2009	Fecha de emisión 10/11/2008
Circular N.° 29	Comunica que a solicitud del adjudicatario y de acuerdo al numeral 5.3.1 de las bases del concurso, la fecha de cierre se posterga para el día sábado 07 de marzo del 2009.	Fecha de emisión 23/02/2009



PRO INVERSIÓN

Av. Enrique Canaval y Moreyra 150
Piso 9, San Isidro
Lima 27 / PERÚ

www.investinperu.pe