UNIVERSIDAD DEL PACÍFICO | Escuela de Postgrado

"LA GESTIÓN DEL RIESGO DE INGRESOS EN LA CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS SUROESTE: ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE SU TERMINACIÓN Y PROPUESTA DE MECANISMOS PARA PREVENIR UNA SITUACIÓN SIMILAR"

Trabajo de Investigación presentado
para optar al Grado Académico de
Magister en Regulación y Gestión de los Servicios Públicos

Presentado por:
Anali Charo Azañero De La Cruz
Marcelo Gabriel Castilla Baez
Sarella Estefani Chunga Galan
Carolina Daniza Palza Ortiz

Asesor: Abel Rodríguez González
0000-0001-6814-4121

Lima, octubre de 2026

Anexo III. Reporte de Evaluación Antiplagio

UNIVERSIDAD DEL PACÍFICO | Escuela de Postgrado

A través del presente, Juan Carlos Ubillús Ramírez deja constancia que el trabajo de investigación titulado "LA GESTIÓN DEL RIESGO DE INGRESOS EN LA CONCESIÓN DE DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL POR RED DE DUCTOS SUROESTE: ANÁLISIS DE LAS CAUSAS DE SU TERMINACIÓN Y PROPUESTA DE MECANISMOS PARA PREVENIR UNA SITUACIÓN SIMILAR" presentado por Anali Charo Azañero De La Cruz, Marcelo Gabriel Castilla Baez, Sarella Estefani Chunga Galan y Carolina Daniza Palza Ortiz, para optar al Grado de Magíster en Magíster en Regulación y Gestión de los Servicios Públicos fue sometido al análisis del sistema antiplagio Turnitin del programa Blackboard el 13 de octubre de 2026 dando el siguiente resultado:



13 de octubre de 2026

Juan Carlos Ubillús Ramírez
Jefe Académico

ÍNDICE

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN 1

1.1. Justificación 2

1.2. Antecedentes 4

1.3. Planteamiento del problema 5

1.4. Pregunta de investigación 6

1.5. Hipótesis 6

1.6. Objetivos del trabajo de investigación 7

1.7. Visión del trabajo 7

1.8. Alcances 8

1.9. Revisión del marco normativo 9

1.10. Revisión de experiencias 9

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA 10

CAPÍTULO 3: MARCO TEÓRICO 12

3.1. Masificación del gas natural 13

3.1.1. Definición e importancia 13

3.1.2. Estado situacional de Perú 14

3.1.3. Experiencias internacionales comparadas 16

3.2. Sostenibilidad económico-financiera y asignación de riesgos en concesiones de infraestructura 18

3.2.1. *Concepto de sostenibilidad económico-financiera* 18

3.2.2. Teoría sobre la asignación de riesgos 19

3.2.3. Riesgos de ingresos 21

3.3. Evaluación del riesgo de ingresos en los contratos de concesión de Perú 24

3.3.1. Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP) 25

3.3.2. Proyecto de Transporte de Gas de Camisea (Lote 88 – City Gate) 26

3.3.3. Proyecto Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica (RDNFO) 26

3.3.4. Proyecto EMFAPATUMBES 27

3.4. Mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos 28

3.4.1. Ingreso Mínimo Anual Garantizado – IMAG 29

3.4.2. Bandas de demanda 29

3.4.3. Pago por disponibilidad – PPD 30
3.4.4. Retribución por Inversión – RPI 31
3.4.5. Subsidios o transferencias de recursos 31
3.4.6. Mecanismo de compensación creado con la Ley 32315 32
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS CRÍTICO DE LA CONCESIÓN SUROESTE 34
4.1. Contexto de la Concesión Suroeste 34
4.1.1. Descripción general del Contrato de Concesión Suroeste 34
4.1.2. Estructura económica del Contrato de Concesión Suroeste y asignación del riesgo de ingresos 37
4.1.3. Estimación de la demanda de la Concesión Suroeste y su impacto en la sostenibilidad 39
4.1.4. *Causas específicas de la terminación del Contrato de Concesión Suroeste* 43
4.2. Revisión de la experiencia comparada internacional 47
4.3. Revisión de mecanismos tradicionales para la mitigación del riesgo de ingresos del Concesionario 49
4.4. Revisión de mecanismos específicos de la industria para la mitigación del riesgo de ingresos 51
4.4.1. Regulación de la competencia en las áreas concesionadas 52
4.4.2. Reformulación y aplicación de la Ley 32315 53
4.4.3. Subsidios y transferencias del FISE 55
4.5. Criterios para seleccionar al mecanismo óptimo para la nueva Concesión Suroeste 55
4.5.1. Viabilidad jurídica 55
4.5.2. Viabilidad operativa 56
4.5.3. Viabilidad de la modalidad de financiamiento 56
4.6. Selección del mecanismo final para la nueva Concesión Suroeste 57
4.7. Contrastación de la hipótesis 71
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 72
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 76
ANEXOS 84
Anexo 1: Proyecciones de demanda para cada localidad de la Concesión Suroeste 84
Anexo 2: Estimación de demanda e ingresos 86

Anexo 3: Desarrollo del análisis multicriterio (AHP) 91

Anexo 4: Escalas de probabilidad e impacto del riesgo de ingresos..... 96

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1: Resumen comparativo de países..... 18
Tabla 2: Resumen comparativo de proyectos de inversión..... 28
Tabla 3: Matriz de probabilidad impacto..... 39
Tabla 4: Estimaciones de demanda de las concesiones Norte y Suroeste 40
Tabla 5: Variaciones de las demandas estimadas para las concesiones Norte y Suroeste 40
Tabla 6: Consumidores directos de GLP con capacidad menor o igual a 1000 GLN 42
Tabla 7: Brecha de demanda 2018 – 2024 (MMPCD)..... 45
Tabla 8: Brecha de ingreso 2018 – 2020, en millones de soles..... 45
Tabla 9: Comparativo de los precios finales 2024..... 60
Tabla 10: Matriz multicriterio 68

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Comparación entre la demanda estimada por Proinversión y la demanda real de la Concesión Suroeste 2018 – 2024, en MMPCD 42
Gráfico 2: Comparación entre los ingresos estimados y los ingresos reales de la Concesión Suroeste 2018 – 2024, en millones de soles..... 46
Gráfico 3: Brecha de ingreso, según tarifas comparadas de Petroperú y Cálidda 2018 – 2024, en millones de soles 61
Gráfico 4: Jerarquización de decisión de mecanismo sobre mitigación de riesgo de ingreso 64

ÍNDICE DE ACRÓNIMOS Y SIGLAS

APP: Asociaciones Público-Privadas.

Concesión Suroeste: Proyecto de distribución de gas natural por red de ductos que comprende las regiones de Arequipa, Moquegua y Tacna.

Contrato de Concesión Suroeste: es el Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Suroeste.

DGH: Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas.

FISE: Fondo de Inclusión Social Energético. Creado por el Estado peruano mediante la Ley 29852, destinado a financiar programas que promuevan el acceso universal a la energía, especialmente en poblaciones vulnerables.

GLP: Gas licuado de petróleo. Hidrocarburo compuesto por propano, butano, propileno y butileno, o mezcla de los mismos en diferentes proporciones, que, combinados con oxígeno en determinados porcentajes, forman una mezcla inflamable, conforme a la definición contenida en el Decreto Supremo N° 01-94-EM, que aprueba el Reglamento de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo.

GNC: Gas natural comprimido. Hidrocarburo sometido a compresión en una estación de compresión, a una presión máxima de 25 megapascales (250 bar), para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de compresión, el GNC se considera un producto distinto del gas natural que el concesionario suministra por la red de distribución, conforme a la definición del Decreto Supremo N° 057-2008-EM, que aprueba el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL).

GNL: Gas natural licuefactado. Hidrocarburo sometido a un proceso criogénico y licuefactado a presión atmosférica, en una estación de licuefacción, para su posterior almacenamiento, transporte y/o comercialización. Debido al proceso adicional de licuefacción, el GNL se considera un producto distinto del gas natural que el concesionario suministra por la red de distribución, conforme a la definición del Decreto Supremo N° 057-2008-EM, que aprueba el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL).

GNV: Gas natural vehicular.

INEI: Instituto Nacional de Estadística e Informática.

Ley 32315: Ley 32315, Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural, publicada en el Diario Oficial *El Peruano* el 30 de abril de 2025.

Ley Orgánica de Hidrocarburos: Texto Único Ordenado de la Ley 26221, Ley Orgánica que norma las actividades de hidrocarburos en el territorio nacional, aprobado mediante Decreto Supremo N° 042-2005-EM.

MEF: Ministerio de Economía y Finanzas.

MINEM: Ministerio de Energía y Minas.

MMBTU: Millón de Unidades Térmicas Británicas (British Thermal Units), unidad estándar de medida energética para el gas natural.

OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.

POC: Puesta en operación comercial.

Política Energética: Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM.

PROINVERSIÓN: Agencia de Promoción de la Inversión Privada – Perú.

Proyecto Camisea: Complejo energético ubicado en la región Cusco, Perú, dedicado a la extracción, procesamiento y transporte de gas natural y líquidos de gas natural desde los yacimientos de los lotes 56 y 88.

RPI: Retribución por Inversión.

SISE: Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, iniciativa del Estado peruano creada mediante la Ley 29852. Su propósito es garantizar el abastecimiento continuo y seguro de combustibles en el país mediante el desarrollo de infraestructura estratégica, como redes de ductos e instalaciones de almacenamiento de hidrocarburos.

TUO del Reglamento de Distribución: Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado originalmente por Decreto Supremo N° 042-99-EM.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Informe de Investigación examina las causas estructurales que condujeron a la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste y propone mecanismos jurídicos, regulatorios y económicos destinados a mitigar el riesgo de ingresos en futuras concesiones de distribución de gas natural por red de ductos. La caducidad del proyecto respondió a una combinación de fallas en el diseño contractual, asimetrías regulatorias, deficiencias en la estimación de demanda y ausencia de mecanismos de mitigación del riesgo, todo lo cual afectó la sostenibilidad económico-financiera del concesionario y derivó en su insolvencia.

En primer lugar, la investigación evidencia que el modelo autofinanciado aplicado a la Concesión Suroeste trasladó íntegramente el riesgo de ingresos al concesionario, pese a que la demanda ancla industrial era limitada y los costos del transporte virtual impedían la competitividad del gas natural frente a energéticos sustitutos como el GLP, el GNC o el GNL. A ello se sumó la competencia desregulada de comercializadores de GNC y GNL dentro del área concesionada, quienes, sin obligaciones de inversión ni cobertura, captaron a los principales consumidores industriales, desarticulando el esquema de subsidio cruzado que sustentaba la masificación del servicio.

Asimismo, se constató que las estimaciones de demanda utilizadas en la estructuración del contrato carecieron de sustento suficiente y fueron sobrevaloradas. La demanda efectiva fue sustancialmente menor a la proyectada, especialmente en los sectores industrial, comercial y vehicular, erosionando los ingresos del concesionario y generando un desbalance estructural frente a las obligaciones contractuales de inversión. Este problema se agravó por la imposibilidad de incorporar a los grandes consumidores industriales, debido a contratos preexistentes con comercializadores de GNC/GNL que incluían penalidades elevadas por terminación anticipada.

Lo señalado previamente, junto con otros factores críticos como la propuesta temeraria del adjudicatario, y el retraso en la Puesta en Operación Comercial (POC), derivado de la falta de infraestructura crítica como el cargadero de Melchorita, contribuyeron al fracaso del proyecto, pues permitieron un escenario de ingresos insuficientes e imprevisibles, incompatible con la estructura contractual autofinanciada.

Sobre la base del análisis comparado y de experiencias nacionales en proyectos de infraestructura, la investigación evalúa diversos mecanismos de mitigación del riesgo de

ingresos, partiendo de la hipótesis de que dicho mecanismo debe reducir la exposición del concesionario a la variabilidad de la demanda, ya sea desvinculando la recuperación de la inversión de su evolución efectiva o ampliando y estabilizando la base de demanda. Por ejemplo, si bien la Retribución por Inversión (RPI) ofrece ventajas en términos de bancabilidad y certeza en la recuperación de los costos de inversión (CAPEX), su implementación requiere modificaciones operativas y presupuestales significativas que podrían generar retrasos. Por ello, la expectativa inicial de la investigación, según la cual la RPI sería el instrumento idóneo, no se verifica, y la hipótesis se comprueba por la segunda vía, esto es, mediante un mecanismo que amplía y estabiliza la base de demanda.

El estudio determina que, para mitigar el riesgo de ingresos, el mecanismo más viable jurídica, operativa y financieramente es la reformulación y adecuada aplicación de la Ley 32315 que permite crear un mecanismo de compensación tarifaria que reduzca la brecha entre los precios del gas natural distribuido por red y los del GNC/GNL, fortaleciendo la competitividad del servicio y ampliando la base de demanda. A diferencia de alternativas más complejas, la Ley 32315 puede implementarse sin modificar principios constitucionales ni alterar sustancialmente la normativa vigente. Según las estimaciones realizadas con información de OSINERGMIN, entre 2018 y 2024 los ingresos efectivos de la concesión representaron en promedio cerca del 50% de los previstos en el proceso de promoción, y la nivelación con los precios de Lima y Callao implicaría una compensación aproximada de S/ 40 millones anuales, cuyo financiamiento, límites y efectos distributivos se analizan en el documento.

Finalmente, la investigación recomienda complementar este mecanismo con el uso estratégico del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) para financiar infraestructura crítica de distribución y reducir barreras de acceso, sin desnaturalizar la naturaleza autofinanciada del modelo concesional. Asimismo, propone ajustes regulatorios graduales que permitan equilibrar la competencia entre concesionarios y comercializadores sin vulnerar principios de libre empresa.

En conjunto, el estudio concluye que la nueva Concesión Suroeste debe estructurarse sobre una estimación de demanda rigurosa, un esquema de competencia regulada y un mecanismo efectivo de compensación tarifaria que permita corregir las fallas estructurales identificadas, asegurar la sostenibilidad económico-financiera del concesionario y garantizar la masificación del gas natural como política pública del Estado.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

En el Perú, la Política Energética plantea el desarrollo de un sistema capaz de satisfacer la demanda nacional de energía de manera confiable, regular, continua y eficiente, en concordancia con los principios del desarrollo sostenible. En este contexto, se han suscrito seis (6) contratos de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos. Entre ellos se encontraba la Concesión Suroeste, cuya caducidad[1] se debió a las dificultades financieras que atravesaba el concesionario, las cuales motivaron el inicio de un procedimiento concursal ordinario.

La caducidad de la Concesión Suroeste evidenció deficiencias en la asignación del riesgo de ingresos; no obstante, a la fecha de elaboración de este estudio, el Estado impulsa su licitación nuevamente bajo un esquema autofinanciado. En este escenario, el presente trabajo examina el desarrollo de la Concesión Suroeste y las razones que llevaron a su terminación, con el fin de identificar el mecanismo que mejor contribuya a viabilizar la sostenibilidad del nuevo proceso licitatorio, partiendo de la hipótesis de que dicho mecanismo debe reducir la exposición del concesionario a la variabilidad de la demanda, ya sea desvinculando la recuperación de la inversión de su evolución efectiva o ampliando y estabilizando la base de demanda.

El estudio adopta una metodología cualitativa y deductiva que delimita el problema y construye un marco conceptual que relaciona la masificación del gas natural, la sostenibilidad económico-financiera y el riesgo de ingresos.

El análisis revisa el diseño del Contrato de Concesión Suroeste a partir del Libro Blanco elaborado por la Agencia de Promoción de la Inversión Privada (PROINVERSIÓN), atendiendo a los supuestos de demanda, obligaciones de inversión y asignación de riesgos. Asimismo, se examinan mecanismos de mitigación empleados en el sector gasífero y otras industrias de redes —como la RPI, ingresos garantizados, pagos por disponibilidad, garantías estatales, subsidios y mecanismo de compensación— evaluando su aplicabilidad en el caso concreto.

Se consideran para el análisis, experiencias internacionales, especialmente en Colombia, Bolivia y Argentina. Con la evidencia obtenida, se contrasta la hipótesis —anticipándose que la vía de la RPI no resultó viable en el contexto analizado— y se formulan

---

1 Declarada mediante Resolución Suprema N° 009-2020-EM.

recomendaciones con el propósito de contribuir a favorecer la masificación del gas natural como política pública.

La elección del tema responde al interés por la regulación del sector hidrocarburos y por la política de masificación del gas natural, ámbito en el que la caducidad de la Concesión Suroeste constituye un caso emblemático aún pendiente de solución. El documento se organiza en cinco capítulos: el primero presenta el problema, los objetivos, los alcances y la revisión del marco normativo y de experiencias; el segundo describe la metodología; el tercero desarrolla el marco teórico; el cuarto analiza la Concesión Suroeste, evalúa los mecanismos de mitigación y contrasta la hipótesis; y el quinto presenta las conclusiones y recomendaciones.

1.1.Justificación

La masificación del gas natural en el Perú constituye un objetivo alineado con las políticas de desarrollo económico, social y ambiental del país. En esta línea, se aprobó la Política Energética, cuyos Objetivos 3 y 7 están referidos al "Acceso universal al suministro energético" y a "Desarrollar la industria de gas natural y su uso en actividades domiciliarias, transporte, comercio e industria, así como la generación eléctrica eficiente", respectivamente. Estos objetivos contemplan la ampliación y consolidación del uso del gas natural en la población peruana.

El gas natural es una fuente de energía más limpia y menos perjudicial para la salud y el ambiente que otras alternativas —como leña, kerosene u otros combustibles— utilizadas para la cocción de alimentos. Además, representa una opción más económica y con mayor disponibilidad local frente a otras fuentes como el diésel o el GLP, que debe ser importado para atender la demanda interna. Sin embargo, a pesar de estos beneficios, la cobertura efectiva del gas natural en hogares peruanos apenas alcanza el 17%, según el Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI)[2]. El resto de la población continúa recurriendo a fuentes más costosas y contaminantes.

Esta baja cobertura responde, en gran medida, a la falta de infraestructura de transporte y distribución —especialmente en las regiones más alejadas de los principales centros de consumo, como Lima y Callao— cuya ejecución resulta costosa y cuya rentabilidad depende de una demanda suficiente y sostenida. El problema se agrava si se considera

[2] Numeral 5 del Informe Técnico "Perú: Evolución de la pobreza monetaria 2014 - 2023", elaborado por el INEI, elaborado en mayo de 2024.

que un proyecto clave, el Gasoducto Sur Peruano, fue cancelado[3], limitando severamente la posibilidad de llevar gas natural a regiones del sur del país. Asimismo, de los proyectos de distribución adjudicados, dos han sido declarados caducos, lo que evidencia fallas estructurales en el diseño contractual que han desincentivado la inversión.

La exposición del concesionario de distribución a un riesgo de ingresos elevado —especialmente en zonas con demanda "ancla" baja o incierta— ha desincentivado la participación de inversionistas privados, como se evidenció en la licitación fallida de la Concesión 7 Regiones. Aunque existen instrumentos como el "Mecanismo de Promoción"[4] y el Bono Gas[5], la regulación aún carece de soluciones efectivas para acelerar la masificación del servicio[6]. La experiencia internacional demuestra que la implementación de mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos ha sido clave para viabilizar proyectos similares en países con realidades comparables.

En este contexto, un proyecto en particular evidenció con claridad los defectos presentes en el sector: la Concesión Suroeste. Este contrato culminó siete años después de su suscripción debido a la imposibilidad de alcanzar una sostenibilidad económico-financiera.

Su fracaso responde a una combinación de deficiencias en el diseño contractual y en el marco regulatorio aplicable. Al momento de su terminación, se contaba con 12,500 consumidores residenciales conectados en Arequipa, Moquegua y Tacna; no obstante, su impacto potencial era mucho mayor, pues el proyecto pudo beneficiar a más de 64,000 consumidores solo hasta el año 2022.

---

3 En enero de 2017 se declaró la terminación de su concesión, sin que a la fecha se haya reactivado su ejecución.

4 El "Mecanismo de Promoción" es una herramienta prevista en el artículo 112a del TUO del Reglamento de Distribución, que consiste en la promoción de la cobertura del costo de conexión, definida como la suma del derecho de conexión y el costo de la acometida de una residencia típica. Este mecanismo está diseñado para consumidores residenciales, y le corresponde al concesionario de distribución proponer su plan de conexiones residenciales a beneficiarse con los gastos de promoción que aprobará el OSINERGMIN dentro del procedimiento de fijación de tarifas.

5 El Programa Bono Gas es una iniciativa del Estado peruano, implementada a través del FISE, que tiene como objetivo facilitar el acceso al gas natural a los hogares de bajos ingresos. Mediante este programa, se financia total o parcialmente la instalación interna del servicio de gas natural domiciliario, permitiendo que más familias puedan beneficiarse de esta fuente. Bono Gas se regula principalmente por la Ley N° 29852 y su reglamento aprobado por el Decreto Supremo N° 021-2012-EM, y es administrado por el MINEM con la supervisión técnica del OSINERGMIN.

6 Es importante señalar que, si bien la Ley N° 32315 establece que el MINEM puede implementar proyectos de distribución de gas natural por red de ductos a través de encargos especiales, con cargo a los recursos del FISE o del SISE, u otros recursos como el canon y regalías, a la fecha de la presente investigación estos proyectos no se han materializado.

La presente investigación cobra relevancia porque analiza cómo fue abordado el riesgo de ingresos en el Contrato de Concesión Suroeste, con el objetivo de identificar mecanismos de mitigación ante una eventual nueva licitación, favoreciendo una expansión sostenible y equitativa del servicio en el país.

En suma, el trabajo busca contribuir a la mejora del diseño regulatorio y contractual del sector energético, de modo que los beneficios económicos, sociales y ambientales del gas natural puedan ser efectivamente aprovechados por la población peruana. Su aporte se enmarca en el objetivo más amplio de fortalecer la gestión de la infraestructura de servicios públicos en el Perú.

1.2.Antecedentes

A la fecha, se han adjudicado seis contratos de concesión para la distribución de gas natural por red de ductos: Lima y Callao, Ica, Norte, Suroeste, Tumbes y Piura. De estos, cuatro se encuentran en ejecución, mientras que dos han sido declarados caducos (la Concesión Suroeste y la concesión de Tumbes) y una licitación fue declarada desierta (conocida como la Concesión 7 Regiones). Esta situación evidencia que los modelos de autosostenibilidad plena resultan particularmente frágiles en regiones con baja demanda, lo que llevó al MINEM a promover concesiones temporales mediante encargos especiales y a destinar recursos del FISE para la operación y mantenimiento de redes en zonas que carecen de concesionario.

En el caso específico del Contrato de Concesión Suroeste, suscrito en 2013 entre el MINEM y Naturgy, este contemplaba en su primer periodo la conexión de 64,000 consumidores hasta 2022. Sin embargo, al momento de su caducidad en 2020 solo se habían alcanzado 12,500 conexiones. El concesionario atribuyó este resultado a la competencia desleal de comercializadores de GNC, quienes —según su posición— habrían afectado los ingresos del proyecto, cuya autosostenibilidad dependía de la demanda de grandes consumidores. Actualmente, Petroperú administra provisionalmente la concesión en virtud de un encargo especial del Estado.

Según el MINEM, a enero de 2026, el número de usuarios conectados a nivel nacional apenas alcanzaba los 2.51 millones, de los cuales 2.02 millones corresponden a la Concesión de Lima y Callao. Ello evidencia que los esfuerzos desplegados desde el inicio del Proyecto Camisea han sido lentos e insuficientes para lograr una cobertura

nacional efectiva y equitativa, toda vez que el total estimado de viviendas a nivel nacional es de 10,08 millones, según el INEI (2017).

Con el fin de enfrentar esta problemática, recientemente se vienen adoptando medidas de distinta índole. Así, en abril de 2025 se publicó la Ley 32315, destinada a impulsar el acceso descentralizado al gas natural mediante proyectos de masificación y mecanismos de compensación que permitan nivelar los precios finales del servicio para usuarios regulados. Por su lado, PROINVERSIÓN ha informado la preparación de un nuevo proceso para adjudicar nuevamente la Concesión Suroeste, bajo la misma modalidad autofinanciada; mientras que en cuanto la Concesión 7 Regiones, el concesionario de distribución de gas natural por red de ductos de Lima y Callao, ha planteado al MINEM su atención mediante la suscripción de una adenda a su contrato actual.

1.3.Planteamiento del problema

A más de veinte años del inicio de la masificación del gas natural por red de ductos en el Perú, la cobertura efectiva del servicio continúa siendo limitada: apenas el 21 % de los hogares se encuentra conectado —cifra que difiere del 17 % reportado por el INEI debido a diferencias de fuente y de periodo de medición—, en contraste con Colombia, cuya cobertura alcanzó aproximadamente el 70 % en 2022 (Promigas, 2024). Esta diferencia evidencia la persistencia de obstáculos estructurales y regulatorios que han dificultado el despliegue del servicio fuera de Lima y Callao. Entre estos factores destaca la reducida demanda de grandes consumidores industriales en las regiones, en parte debido a la presencia de energéticos sustitutos en sus áreas de influencia, así como a las limitaciones logísticas y económicas asociadas al transporte que requiere vehículos cisterna en lugar de ductos (conocido como transporte virtual).

La demanda residencial, por su naturaleza de bajo volumen, no es suficiente para justificar la inversión en infraestructura de distribución. En ausencia de una demanda industrial que permita recuperar los costos iniciales, los concesionarios carecen de incentivos para ampliar la cobertura en zonas donde la rentabilidad es incierta.

El transporte virtual ha generado, además, una marcada diferenciación tarifaria entre Lima y las regiones. Según Macroconsult (como se citó en la Revista de Gobierno & Políticas Públicas – Actualidad, 2024), mientras en Lima y Callao el uso del gas

natural representa un ahorro del 46 % frente al GLP, en el norte este ahorro se reduce al 17 % y en el sur llega apenas al 5 %.

Estas diferencias de precios afectan directamente la competitividad de los concesionarios, quienes, adicionalmente, enfrentan una competencia intensa por parte de comercializadores de GNC y GNL dentro de sus áreas exclusivas. Dichos agentes no están sujetos a obligaciones de inversión ni de expansión de cobertura, lo que impacta negativamente en la sostenibilidad económica de las concesiones. El caso más ilustrativo es la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste, presentada por Naturgy tras la acumulación de un patrimonio neto negativo derivado, en parte, del "descreme" del mercado por los comercializadores.

En este contexto, se identifica un problema en las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en contextos como el de la Concesión Suroeste: el esquema de asignación del riesgo de ingresos, especialmente aquel vinculado a la demanda, no ha garantizado la sostenibilidad económica de los proyectos ni una expansión efectiva del servicio, toda vez que tal como se muestra en el Gráfico 1 del numeral 4.1.3, la demanda real fue sustancialmente menor a la proyectada en el proceso de promoción de la Concesión Suroeste. En el caso específico de dicha concesión, esta deficiencia habría sido determinante para su fracaso, pues la Sociedad Concesionaria acumuló un patrimonio negativo que finalmente la llevó a la terminación anticipada del contrato.

1.4.Pregunta de investigación

¿Cuál es el mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos que permite asegurar la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en contextos de demanda insuficiente o incierta?

1.5.Hipótesis

En contextos de demanda insuficiente o incierta, la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos se asegura mediante la incorporación de un mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos que reduzca la exposición del concesionario a la variabilidad de la demanda, ya sea desvinculando la recuperación de la inversión de la evolución efectiva de la demanda, o ampliando y estabilizando la base de demanda.

1.6.Objetivos del trabajo de investigación

Objetivo general: analizar cuál es el mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos que permite asegurar la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos en contextos de demanda insuficiente o incierta.

Objetivos específicos:

a. Delimitar conceptualmente la relación entre masificación del gas natural, sostenibilidad económico-financiera y riesgo de ingresos en las concesiones autofinanciadas de distribución por red de ductos.
b. Identificar y evaluar los mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos utilizados en concesiones de infraestructura de redes en el Perú y en experiencias internacionales comparables.
c. Analizar el diseño económico, regulatorio y contractual del Contrato de Concesión Suroeste, con énfasis en la estimación de la demanda, las obligaciones de inversión y el impacto de la competencia de GNC y GNL en la sostenibilidad del proyecto.
d. Examinar los criterios de viabilidad jurídica, operativa y de la modalidad de financiamiento necesarios para seleccionar mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos que puedan ser implementados en futuros procesos licitatorios de distribución de gas natural por red de ductos.
e. Proponer un mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos coherente con el marco normativo vigente, viable para el Estado y aplicable al nuevo proceso licitatorio de la Concesión Suroeste y a otros de características similares.

1.7.Visión del trabajo

El presente trabajo desarrolla un análisis crítico y sistemático de la gestión y asignación del riesgo de ingresos en el Contrato de Concesión Suroeste, con el propósito de comprender cómo este factor influyó en su inviabilidad económico-financiera y posterior caducidad. Para ello, el estudio se sustenta en la revisión integral del Libro Blanco del proyecto, los antecedentes contractuales, las disposiciones regulatorias aplicables, y las experiencias nacionales e internacionales relevantes en infraestructura de redes.

A partir de este análisis, el trabajo identifica las fallas estructurales del modelo autofinanciado aplicado en la concesión —incluida la incorrecta estimación de la

demanda, la competencia desregulada en el área concesionada y la ausencia de mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos— y evalúa criterios de viabilidad jurídica, operativa y de la modalidad de financiamiento que permitan seleccionar un mecanismo idóneo para futuras licitaciones.

La visión que orienta este estudio consiste en proponer un esquema de mitigación del riesgo de ingresos que sea jurídicamente compatible con el marco normativo vigente, operativamente implementable por PROINVERSIÓN, el MINEM y OSINERGMIN, y económicamente adecuado para garantizar la sostenibilidad de una nueva Concesión Suroeste y de proyectos similares de distribución de gas natural por red de ductos. Con ello, se busca contribuir a un diseño regulatorio que permita masificar el servicio en regiones con baja demanda ancla y promover la seguridad energética del país.

1.8.Alcances

El presente trabajo se circunscribe al análisis de la asignación y gestión del riesgo de ingresos en el Contrato de Concesión Suroeste, evaluando su incidencia en la sostenibilidad económico-financiera del proyecto y en los factores que condujeron a su caducidad. El estudio se desarrolla a partir de la revisión integral de la documentación del proceso de promoción —especialmente el Libro Blanco—, los informes técnicos, el marco normativo aplicable y las experiencias comparadas relevantes en concesiones de infraestructura de redes.

Los alcances del trabajo comprenden la identificación de las debilidades estructurales del modelo autofinanciado aplicado en la concesión, la evaluación de la estimación de la demanda y de la competencia desregulada de GNC y GNL dentro del área concesionada, así como el análisis de la ausencia de mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos. Estos elementos permiten formular una propuesta de mecanismo jurídicamente viable y operativamente implementable para futuros procesos licitatorios, en particular la nueva licitación de la Concesión Suroeste.

El estudio no incorpora un modelamiento financiero integral del concesionario, debido a la disponibilidad restringida de información económica detallada del concesionario y del proceso de promoción. No obstante, se revisa la información disponible y publicada por el Regulador a fin de estimar la brecha de demanda e ingresos de la concesión en el periodo 2018-2024 y el monto de compensación que implicaría la nivelación tarifaria propuesta.

Asimismo, se precisa que estas limitaciones no afectan la validez del análisis regulatorio, contractual y comparado, que constituye el enfoque metodológico central de la investigación. El alcance del trabajo se enmarca, por tanto, en un análisis cualitativo-deductivo orientado a determinar causales de terminación y proponer soluciones viables.

1.9. Revisión del marco normativo

El análisis se desarrolla sobre la base del siguiente marco normativo: (i) el Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, aprobado por Decreto Supremo N° 042-2005-EM, que califica la distribución de gas natural por red de ductos como servicio público; (ii) el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos, aprobado por Decreto Supremo N° 040-2008-EM, que regula el otorgamiento de concesiones y el régimen tarifario; (iii) el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM; (iv) la Ley N° 29852, que crea el SISE y el FISE, y su reglamento, aprobado por Decreto Supremo N° 021-2012-EM; (v) la Ley 32315, que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural y crea el mecanismo de compensación tarifaria; (vi) los Lineamientos para la Asignación de Riesgos en los Contratos de APP, aprobados por Resolución Ministerial N° 167-2016-EF/15; (vii) la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040, aprobada por Decreto Supremo N° 064-2010-EM, y el Plan de Acceso Universal a la Energía, aprobado por Resolución Ministerial N° 053-2023-MINEM/DM; y (viii) el Contrato de Concesión Suroeste y la Resolución Suprema N° 009-2020-EM, que declaró su caducidad. Su contenido y aplicación se desarrollan en los capítulos 3 y 4.

1.10. Revisión de experiencias

Para el desarrollo del trabajo se tomaron en cuenta tres grupos de experiencias y estudios. En el ámbito internacional, se revisan los procesos de masificación de Colombia, Argentina y Bolivia (numeral 3.1.3), cuyas lecciones sobre el financiamiento de redes, los subsidios y la temporalidad de las medidas se aplican en el numeral 4.2 y en el diseño de la propuesta. En el ámbito nacional, se analizan contratos de concesión que incorporaron mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos —el Gasoducto Sur Peruano, el transporte de gas natural de Camisea, la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica y la concesión de EMFAPATUMBES— (numeral 3.3 y Anexo 5), así como la propia Concesión Suroeste, la licitación declarada desierta de

la Concesión 7 Regiones y la administración temporal de la concesión por Petroperú (numerales 4.1, 4.2 y 4.6). Finalmente, se revisa la literatura económica y jurídica sobre la asignación de riesgos en APP y el riesgo de demanda (Barrantes Cáceres, 2009; Dammert, 2009; Vassallo y Baeza, 2009; Zapata, 2016), que sustenta los criterios utilizados para evaluar los mecanismos (numerales 3.2 y 3.4).

CAPÍTULO 2: METODOLOGÍA

La investigación adopta un enfoque cualitativo, jurídico y aplicado, orientado a comprobar la hipótesis mediante un análisis crítico del esquema de asignación del riesgo de ingresos en el Contrato de Concesión Suroeste, y también cuantitativo, en tanto se aplica el método de análisis jerárquico para la elección del mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos. Para ello, se emplearán fuentes bibliográficas nacionales e internacionales, tanto académicas como institucionales, relacionadas con las APP en el sector energético y con la teoría económica sobre asignación y mitigación de riesgos en contratos de concesión. El desarrollo del estudio comprende las siguientes etapas:

a) Análisis teórico y normativo: revisión de la literatura económica y jurídica sobre la asignación de riesgos en contratos de APP, con énfasis en el riesgo de ingresos y su impacto en la sostenibilidad financiera de las concesiones.
b) Evaluación de mecanismos existentes: estudio de los contratos relevantes de concesión de distribución de gas natural en el Perú (vigentes, caducados y procesos declarados desiertos), así como de contratos y esquemas comparables a nivel internacional. Asimismo, identificación de mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos utilizados en otras industrias de infraestructura de redes.
c) Delimitación del diseño del Contrato de Concesión Suroeste: análisis de la documentación económica, financiera, técnica y legal que sustenta el diseño y estructura del contrato, especialmente en lo referido a la determinación de la demanda, relacionada con el riesgo de ingresos.
d) Formulación de propuestas: análisis cualitativo de los mecanismos identificados, evaluando su aplicabilidad y efectividad en distintos contextos contractuales y territoriales. Sobre esa base, determinación de un mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos que contribuya a reforzar la sostenibilidad financiera de proyectos similares al de la Concesión Suroeste.

e) Estimación de la brecha de ingresos, considerando la información disponible y publicada, respecto a la demanda esperada, demanda real, precio promedio final y se toma como referencia y supuesto las tarifas de Cálidda, para simularlo como la tarifa nivelada. El periodo evaluado es 2018[7] – 2024, es decir, desde la puesta en operación comercial de la concesión Suroeste hasta la fecha que hubiera correspondido que culmine el primer plan de conexiones. El detalle de la estimación se presenta en el Anexo 2.

f) Evaluación multicriterio: análisis cuantitativo para la evaluación de las alternativas de mecanismos de mitigación de riesgo de ingresos utilizando el método de Proceso Analítico Jerárquico (AHP, por sus siglas en inglés) desarrollado por Saaty (1980). Este método combina factores cualitativos y cuantitativos, facilitando la elección de la alternativa más adecuada a través de un análisis de criterios. El método requiere la estructuración de la jerarquía del problema para ello se debe: (i) determinar el objetivo, (ii) establecer los criterios de evaluación, y (iii) determinar las alternativas.

   Para la toma de decisiones se utilizará un sistema de niveles de importancia empleando la escala de Saaty que determina una escala de valoración que va desde el 1 hasta el 9 (Anexo 3). Esta valoración se aplicará tanto a los criterios como a las alternativas. Las intensidades fueron asignadas por el equipo de investigación sobre la base de fuentes documentales del sector —normas, informes técnicos y pronunciamientos públicos de especialistas y gremios—, las cuales se encuentran en las referencias bibliográficas. Al no haberse aplicado una consulta formal a expertos externos, esta característica se reconoce como una limitación del análisis, cuyo efecto se acota mediante el análisis de sensibilidad y la identificación de los puntos de quiebre descritos más adelante.

   Luego de aplicar la valoración a cada criterio según la Escala de Saaty, se determina el valor ponderado y se desarrollan las matrices de comparación por pares para las alternativas con respecto a cada criterio. En cada caso, posteriormente se normalizan los valores obteniendo los pesos de cada alternativa respecto a cada criterio y se revisa su consistencia mediante la determinación de

[7] Con respecto a los datos de la tarifa del año 2018 por falta de disponibilidad de información se replicaron los datos del año 2019.

la Razón de Consistencia (CR), la cual demuestra que el resultado es aceptable y metodológicamente válido cuando el valor resultante es menor a 10 %.

$$CR = CI/RI$$

Donde: CI es el índice de consistencia y RI es el índice de consistencia aleatorio.

El CI se halla aplicando la siguiente fórmula: CI= (ʎ máx-n)/n-1[8]. Asimismo, el ʎ máx se determina conforme al procedimiento desarrollado por Saaty (1980), que consiste en multiplicar cada componente de la matriz por el peso obtenido, el resultado de este producto se divide con su peso respectivo y finalmente se promedia en función del número de alternativas.

Con respecto al índice de consistencia aleatorio (RI) correspondiente al número de alternativas (3) del presente análisis multicriterio es 0.58 (Anexo 3), conforme a los valores estimados por Saaty (1980).

Asimismo, a fin de verificar la robustez de los resultados obtenidos se realizó un análisis de sensibilidad a las ponderaciones de los criterios desarrollados. Se analizaron las variaciones ±5%, ±10%, y ±30% de cada criterio, redistribuyendo proporcionalmente las ponderaciones restantes. Adicionalmente, se identificó para cada criterio el peso a partir del cual cambia la alternativa con mayor puntaje (punto de quiebre).

CAPÍTULO 3: MARCO TEÓRICO

El marco teórico del presente trabajo desarrolla los fundamentos conceptuales, económicos y regulatorios necesarios para comprender la relación entre la masificación del gas natural, la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones y la asignación del riesgo de ingresos. A través de la revisión doctrinaria, normativa y comparada, esta sección establece los principios que sustentan el análisis posterior del Contrato de Concesión Suroeste y permite identificar las categorías analíticas esenciales para evaluar su diseño, ejecución y posterior caducidad.

[8] Donde ʎ máx representa el autovalor máximo de la matriz de comparaciones por pares y n representa el número de alternativas.

3.1. Masificación del gas natural

3.1.1. Definición e importancia

Desde una perspectiva energética, el gas natural desempeña un rol relevante en la transición energética global. La "electrificación" de la economía incrementará la demanda de electricidad y las energías renovables, por sí solas, no podrían satisfacerla completamente. El gas natural, considerado el combustible fósil más limpio, puede cumplir un rol complementario debido a tres factores: (a) genera menores emisiones de CO_2 que el carbón y el petróleo; (b) las energías renovables no cubrirán el 100 % de la demanda proyectada para 2040; y (c) la variabilidad de fuentes como la energía eólica y solar exige contar con una alternativa confiable (González-De León y Di Scipio-Cimetta, 2022).

El mercado del gas natural se estructura en tres etapas: producción, transporte y distribución. Cuando se realiza a través de ductos, tanto el transporte como la distribución constituyen monopolios naturales por su naturaleza técnica y económica. La Ley N° 26221, Ley Orgánica de Hidrocarburos, en sus artículos 79 y 80, establece que la distribución de gas natural por red de ductos constituye un servicio público cuya regulación corresponde al MINEM. Asimismo, el artículo 7 del Reglamento de Distribución dispone que dicha actividad requiere un contrato de concesión que otorga exclusividad sobre el área adjudicada, mientras que la comercialización de GNC y GNL se rige por principios de libre competencia[9].

En línea con los objetivos de la Política Energética, el Plan de Acceso Universal a la Energía (2023)[10] propone mecanismos para promover la masificación del gas natural, cuya implementación puede realizarse mediante APP, solicitudes de parte o encargos especiales. El Plan permite, además, garantizar ingresos mínimos para cubrir costos no gestionables por el inversionista, mediante mecanismos incorporados en los contratos o convenios respectivos. Para el sector residencial, contempla medidas como subsidios al precio de venta para equipararlo al de Lima, financiamiento de

---

9 Decreto Supremo N° 057-2008-EM que aprueba el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL):
"Artículo 1.- Objeto El presente Reglamento tiene por objeto establecer las normas aplicables para desarrollar las actividades de comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL). **Las actividades de comercialización de GNC y GNL se desarrollan sobre la base de la libre competencia y el libre acceso a la actividad económica**, debiendo los interesados cumplir con las disposiciones del presente Reglamento y demás normas aplicables." (énfasis agregado).

10 Aprobado mediante Resolución Ministerial N° 053-2023-MINEM/DM.

redes de distribución y apoyo económico para conexiones domiciliarias —incluyendo acometidas e instalaciones internas— conforme a la Ley N° 29852 y su reglamento.

El concepto de acceso universal a la energía ha sido abordado por Villegas Vega y Sánchez Povis (2021), quienes lo vinculan con la posibilidad de que toda la población, urbana o rural, acceda a una fuente energética de calidad, asequible, segura y sostenible. Martin-Consuegra (2019) añade que la asequibilidad implica que los hogares puedan cubrir sus necesidades energéticas sin comprometer otros gastos esenciales. En Perú, el FISE —creado por la Ley N° 29852— busca precisamente facilitar el acceso energético a familias en situación de pobreza.

El Reglamento de la Ley N° 29852 define el acceso universal como la garantía de prestación de servicios energéticos en todo el territorio nacional, con énfasis en los sectores vulnerables. En ese contexto, el Estado ha promovido políticas para reducir el uso de combustibles contaminantes —como la leña o el diésel— mediante la expansión de la infraestructura de distribución de gas natural.

La masificación, en el ámbito de la distribución por red de ductos, se entiende como el proceso mediante el cual se incrementa significativamente el número de usuarios que acceden al gas natural a través de dicha infraestructura, abarcando los sectores residencial, comercial, industrial y de transporte. Este proceso implica tanto la ampliación de la infraestructura como la implementación de políticas públicas que faciliten y promuevan el acceso al recurso, con el fin de mejorar la calidad de vida de la población y fomentar el desarrollo económico sostenible (OSINERGMIN, 2017).

3.1.2. Estado situacional de Perú

El esquema de concesiones vigente establece áreas de concesión en las cuales el concesionario diseña, construye y opera el sistema de distribución. Ejemplos de ello son las concesiones otorgadas desde 2015: Ica (Contugas), Norte (Gases del Pacífico S.A.C.) y Suroeste (Naturgy). No obstante, la cobertura continúa siendo limitada y se concentra principalmente en zonas costeras, mientras que el avance en otras regiones es lento debido a los altos costos de inversión y al riesgo de ingresos. Aunque la normativa no define con precisión el concepto de “masificación”, esta

constituye una política prioritaria cuyo alcance requiere ser delimitado para evaluar su efectividad en el contexto de la distribución por red.

Como parte de la Programación Multianual de Inversiones 2026–2028 del MINEM, se identificó la necesidad de implementar 1,992 km de redes de transporte de gas natural para abastecer a usuarios de las regiones del sur —Cusco, Apurímac, Puno, Arequipa, Moquegua y Tacna— y a las centrales térmicas del Nodo Energético del Sur. Dicho documento reconoce que el acceso al transporte por ductos permite generar electricidad de manera eficiente, promover inversiones industriales y reducir costos frente al transporte por camiones cisterna de GNL o GNC.

Esto último concuerda con Garamendi (2021), pues los gasoductos virtuales constituyen una herramienta útil para ampliar el acceso al gas natural en zonas donde aún no existe infraestructura convencional; no obstante, su costo incide en el precio final para el usuario.

El gas natural de Camisea abastece actualmente a más del 50 % del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional y a usuarios industriales, comerciales, residenciales y vehiculares de las concesiones de Lima y Callao, Ica, Suroeste y Norte. No obstante, el suministro depende de un único sistema de ductos, lo que genera vulnerabilidad ante riesgos de interrupción (MINEM, 2024), que ya se han materializado[11]. Por ello, la inversión en proyectos de gas natural constituye una necesidad para la seguridad energética del país.

En términos de competitividad, el GLP es el energético sustituto más relevante en el sector residencial. Sin embargo, la demanda interna de GLP excede la oferta obtenida por producción interna, lo que obliga a importarlo. Esto hace que los precios internacionales impacten directamente en los hogares vulnerables, generando incentivos para sustituir el GLP por combustibles contaminantes como leña, carbón o kerosene, con efectos adversos en salud y desarrollo energético (INEI, 2023). En ese sentido, la regulación tarifaria exige evaluar la competitividad del gas natural frente a sus sustitutos para cada categoría tarifaria, conforme al artículo 107 del TUO del Reglamento de Distribución.

[11] Saldarriaga, J. (2026). Este ha sido el costo de 13 días sin gas natural y qué proyectos existen para contrarrestar nuevas emergencias, ¿hay avances? Diario El Comercio. https://elcomercio.pe/economia/peru/crisisenergetica-este-ha-sido-el-costo-de-13-dias-sin-gas-natural-y-que-proyectos-existen-para-contrarrestar-nuevas-emergencias-hay-avances-noticia/

Finalmente, Perú cuenta con importantes reservas de gas natural, lo que respalda la sostenibilidad del recurso y la baja dependencia de precios internacionales. A diciembre de 2023, las reservas probadas ascienden a aproximadamente 7.9 trillones de pies cúbicos, mientras que las estimaciones de recursos prospectivos superan los 43 trillones de pies cúbicos (MINEM, 2025), concentrados en gran parte en la cuenca Madre de Dios.

En conjunto, estos elementos evidencian la necesidad de consolidar la masificación del gas natural en el país, dada su condición de energético limpio, económico y disponible localmente. Sin embargo, como se analizará más adelante, el desarrollo logrado desde el inicio del Proyecto Camisea no ha alcanzado niveles comparables a los de otros países de la región.

3.1.3. Experiencias internacionales comparadas

3.1.3.1. Colombia

La experiencia colombiana ofrece lecciones relevantes para concesiones en contextos de baja demanda. Desde la década de 1990, Colombia impulsó la expansión del servicio mediante subsidios cruzados financiados por el Fondo Especial Cuota de Fomento (Ruiz Caro, 2023), contratos BOMT para infraestructura de transporte y esquemas tarifarios orientados a la eficiencia económica. La CREG fijó precios bajos para promover la competitividad del gas natural, lo que llevó a Ecopetrol a asumir la diferencia entre costos reales y tarifas reguladas (Neira, 2024), permitiendo que entre 1992 y 2002 los municipios conectados pasaran de 31 a 201 y los usuarios de 400,000 a 2.5 millones. No obstante, el rápido desarrollo generó costos elevados que se trasladaron al usuario final, afectando la competitividad del gas frente a otros energéticos (Consejo Nacional de Política Económica y Social [CONPES], 2002). En 2020, Colombia aprobó el Plan de Abastecimiento de Gas Natural, que contempla asumir el riesgo de demanda mediante garantías de ingresos fijos destinadas a cubrir costos operativos y recuperar inversiones (Ruiz Caro, 2023).

3.1.3.2. Argentina

La masificación del gas natural en Argentina se inició con la creación de Gas del Estado en 1946 (Castro, 2010) y la posterior sustitución de combustibles líquidos, especialmente en el sector residencial (Serrani, 2020). En 1992, con la

privatización de Gas del Estado, el servicio se dividió en once áreas licenciadas bajo regulación del ENARGAS (ENARGAS, 2023). Para mitigar la incertidumbre sobre los ingresos de los inversionistas, se realizó una reestructuración tarifaria previa y se introdujo la regulación por precio tope (Pando, 2006). Además, se garantizó a las empresas neutralidad tributaria —salvo en el impuesto a las ganancias— y una ganancia patrimonial derivada de la elevada tarifa y la demanda en expansión existentes antes de la privatización (Arceo, 2018). Este modelo permitió un crecimiento del 96 % en usuarios residenciales entre 1993 y 2023, pasando de 4.5 a 8.9 millones (ENARGAS, 2023); sin embargo, no incluyó una política que garantizase el acceso a los hogares más pobres. Actualmente, el gas natural representa el 53 % de la matriz energética argentina (Instituto Nacional Geográfico, 2022) y desde enero de 2026 rige un nuevo esquema de subsidios energéticos focalizados.[12]

3.1.3.3. Bolivia

Bolivia posee un alto potencial de reservas de hidrocarburos, aunque su proceso de masificación no ha sido consistente. En la década de 1990 se otorgaron concesiones por veinte años al sector privado, registrándose un crecimiento de consumo anual del 10 % entre 2000 y 2007; sin embargo, la ampliación de redes no se acompañó de medidas que incentiven su uso (Medinaceli, 2009). A nivel externo, se suscribieron contratos con Brasil y Argentina con cláusulas "*take or pay*", y a nivel interno se impulsó la masificación mediante demandas ancla y conexiones residenciales gratuitas financiadas con ingresos de exportaciones, con una tarifa congelada para el gas doméstico (Serrani, 2020). Según Campodónico (2019), entre 2006 y 2019 se conectaron 1 millón de hogares, alcanzando una cobertura del 46 % con una inversión de US$ 1,000 millones. No obstante, la nacionalización de los hidrocarburos en 2006 mediante el Decreto Supremo Nº 28701 generó incertidumbre para la inversión privada, y la caída sostenida en la producción desde 2018 derivó en incumplimientos de compromisos internacionales con Brasil y Argentina, limitando los recursos para sostener subsidios y expandir redes de distribución.

[12] Según el portal oficial del gobierno de Argentina (2026): https://www.argentina.gob.ar/subsidios#:~:text=Conoc%C3%A9%20c%C3%B3mo%20acceder%20a%20los%20subsidios%20para,10%20kg)%20y%20gas%20propano%20por%20redes.

De los casos revisados se observa que, la masificación en los países vecinos de la región se ha llevado a cabo con inversión pública, pues su rentabilidad social sería mayor a su rentabilidad económica. Según Campodónico (2019), en Colombia, el gobierno pasó a "desinvertir" en parte y dio paso a las empresas privadas que hoy están en Perú, cuando ya tenía una masificación avanzada.

Tabla 1: Resumen comparativo de países

País	Medida de masificación	Asignación del riesgo de ingresos	Medida de mitigación	Sostenibilidad económica (Sí / No)	Aplica RPI (Sí/No)
Colombia	Construcción de redes de transporte, inicialmente a cargo del Estado	Compartido	Subsidios para promover la conexión.	Sí	No
Argentina	Inicialmente, Estado promovió las conexiones. Con la privatización no se aprecia.	Compartido	Subsidios solo a población con menores ingresos	Sí	No[13]
Bolivia	Expansión a cargo del Estado con tarifas bajas.	Estado	Subsidios a tarifas y conexiones a nivel nacional	No	No

3.2. Sostenibilidad económico-financiera y asignación de riesgos en concesiones de infraestructura

3.2.1. *Concepto de sostenibilidad económico-financiera*

Una APP puede definirse como un "contrato a largo plazo entre una parte privada y una entidad pública, para brindar un activo o servicio público, en el que la parte privada asume un riesgo importante y la responsabilidad de la gestión, y la remuneración está vinculada al desempeño" (Banco Mundial et al., 2014). Las APP comprenden diversas modalidades contractuales, siendo la concesión una de ellas (Benavente et al., 2017). Los proyectos autofinanciados son aquellos en los que la explotación genera ingresos suficientes para recuperar la inversión y otorgar una rentabilidad razonable, sin destinar recursos públicos (Zapata Oré y Campos Medina,

[13] Actualmente cuentan con el Régimen de Incentivo para Grandes Inversiones (RIGI) para atraer inversiones de gran escala en sectores como el de energía y de petróleo gas. Según la Ley 27.742/2024, ofrece beneficios impositivos, aduaneros y cambiarios.

2008); por el contrario, un proyecto cofinanciado es aquel en el que el Estado retribuye al concesionario mediante pagos periódicos o garantías.

En relación con la retribución al concesionario, Villar (2023) sostiene que resulta inimaginable trasladar íntegramente al contratista el riesgo operacional, pues ello comprometería la continuidad del servicio público. La sostenibilidad financiera debe comprenderse como un medio para asegurar la viabilidad del servicio, garantizando calidad, continuidad y regularidad. Para ello, los ingresos totales deben cubrir inversión, operación, mantenimiento y una rentabilidad razonable durante todo el periodo contractual, incorporando mecanismos para gestionar eventos imprevistos, entre ellos una adecuada asignación de riesgos (Dammert, 2009).

El desarrollo de servicios públicos requiere inversiones significativas cuyo retorno privado es limitado, especialmente cuando la demanda existente no es suficiente para asegurar retornos adecuados (Barrantes Cáceres, 2009). Los servicios públicos generan además rentabilidad social al integrar poblaciones excluidas. La relación entre sostenibilidad y masificación es evidente: es altamente probable que una concesión insostenible termine en caducidad, como ocurrió en la Concesión Suroeste, lo que impide el desarrollo del servicio de distribución de gas natural por red de ductos.

3.2.2. Teoría sobre la asignación de riesgos

Chamorro (2015) distingue entre riesgos exógenos —no controlables, usualmente asignados al Estado— y endógenos —sobre los cuales existe capacidad de intervención y suelen ser asumidos por el privado—. Los gobiernos recurren al sector privado para cerrar brechas de infraestructura, y los inversionistas participan en la medida en que los proyectos ofrezcan una rentabilidad adecuada. Sin embargo, las APP enfrentan incertidumbre significativa cuya correcta asignación entre las partes determinará si el proyecto satisface las necesidades del Estado y resulta financieramente viable para el sector privado.

Existen diversas teorías que explican la asignación de riesgos, muchas de ellas complementarias. Para los fines del presente estudio, se toman como referencia las siguientes:

a) Vassallo y Baeza (2009) sintetizan la asignación de riesgos en concesiones a partir de tres principios:

- Los riesgos deben ser asignados a quien esté en capacidad de asumirlos;
- Los riesgos deben ser asignados a la parte que se encuentre en mejores condiciones de controlarlos; y,
- Aquellos riesgos que, siendo relevantes para el equilibrio del proyecto, no puedan ser controlados por ninguna de las partes, deben ser asumidos por el concedente, dado que tendría que enfrentarlos incluso si la infraestructura fuese ejecutada mediante un contrato de obra pública tradicional.

Asimismo, los autores precisan que controlar un riesgo no implica dominarlo por completo, pues en tal caso dejaría de ser un riesgo; el control se relaciona con la capacidad de influir de manera determinante en el resultado de una variable.

b) Por su parte, Jin (2009) demuestra la utilidad de la teoría de la Economía de los Costos de Transacción (ECT) en la asignación de riesgos en APP, evidenciando que una asignación incompatible con dicha lógica genera pérdidas para el concedente.
c) Asimismo, Global Infrastructure Hub (2019), con apoyo del Banco Mundial, actualizó la guía PPP Risk Allocation Tool con matrices de riesgos para 18 tipos de proyectos, incorporando directrices diferenciadas según el nivel de madurez institucional de cada país.

En el ámbito nacional, los “Lineamientos para la Asignación de Riesgos en los Contratos de APP” (Resolución Ministerial N° 167-2016-EF/15) establecen directrices para identificar, cuantificar, asignar y mitigar riesgos en proyectos APP. Por su parte, la norma ISO 31000 establece lineamientos para la gestión de riesgos mediante estrategias orientadas a reducir la incertidumbre. El Banco Mundial indica que los mecanismos de mitigación buscan incentivar la participación privada, y el BID (2019) señala que la mitigación implica la reducción sistemática de vulnerabilidades, amenazas e impactos.

De las referencias expuestas se desprende que un mecanismo de mitigación de riesgo puede definirse como todo instrumento, estrategia o medida destinada a controlar o reducir la incertidumbre, vulnerabilidades e impactos asociados al cumplimiento de las obligaciones contenidas en un contrato de concesión.

3.2.3. Riesgos de ingresos

3.2.3.1. Definición y componentes

Según Huerta Benites (2017), el riesgo es un evento incierto que puede generar efectos positivos o negativos, originados por factores internos y/o externos. Este concepto resulta especialmente relevante en los proyectos de infraestructura, donde la ocurrencia de eventos no previstos puede afectar directamente la capacidad del concesionario para cumplir con sus obligaciones contractuales.

De acuerdo con la "Metodología de Calificación para Infraestructura y Financiamiento de Proyectos – Metodología Maestra" elaborada por Fitch Ratings, el ingreso bruto de un proyecto se determina por la combinación de tres elementos: disponibilidad, precio y volumen. El documento señala que el riesgo de ingresos se configura cuando el bien o servicio no se entrega adecuadamente o cuando la demanda no se manifiesta a un precio suficiente para cubrir los costos operativos y/o el servicio de la deuda.

Entre las fuentes de ingresos se encuentran compradores relevantes o consumidores obligados contractualmente, así como un número significativo de usuarios finales. Asimismo, se advierte que los proyectos que no cuentan con mecanismos que aseguren el pago por el servicio o el bien quedan expuestos en su totalidad al riesgo de mercado, derivado de variaciones en el precio y en el volumen.

Por su parte, Dammert (2009) identifica tres factores principales asociados al riesgo de ingresos en los contratos de concesión: a) cambios tarifarios; b) variaciones en la demanda; y, c) reducción inesperada en cantidad o calidad del servicio, que derive en una disminución de la demanda. Dependiendo de su origen, estos riesgos pueden corresponder al Concedente o al Concesionario.

De la revisión de las fuentes se desprende que el riesgo de ingresos en los proyectos de APP se configura como una categoría amplia que incluye diversos componentes, tales como el riesgo de demanda, el riesgo tarifario, entre otros. No obstante, para efectos del presente trabajo, el análisis del riesgo de ingresos se circunscribe exclusivamente a su materialización como consecuencia del riesgo de demanda, en atención a las particularidades del caso de estudio analizado.

En efecto, en la Concesión Suroeste, la materialización del riesgo de ingresos se produjo principalmente como resultado de una deficiente estimación de la demanda y de la imposibilidad de captar los volúmenes proyectados, lo que impidió la generación de flujos suficientes para sostener el equilibrio económico-financiero del contrato. No se identifican, en cambio, eventos relevantes de indisponibilidad del servicio ni modificaciones tarifarias sobrevinientes que expliquen de manera autónoma la caída de ingresos del proyecto.

En conjunto, la literatura revisada permite concluir que el riesgo de ingresos se configura como un riesgo central en los contratos de concesión autofinanciados; sin embargo, en el marco del presente Informe de investigación, dicho riesgo será analizado únicamente desde la perspectiva del riesgo de demanda, en tanto esta constituye la fuente predominante de afectación de los ingresos en la Concesión Suroeste y el factor determinante de su inviabilidad económico-financiera.

3.2.3.2. Vinculación con el riesgo de demanda

Mankiw (2012) define la demanda como la cantidad de un bien o servicio que los compradores están dispuestos y tienen la capacidad de adquirir. Esta decisión se ve influida por diversos factores, entre los que se incluyen: el precio del bien, el ingreso, el precio de bienes relacionados, los gustos, las expectativas y el número de compradores. Estos determinantes permiten comprender la sensibilidad de los consumidores frente a variaciones económicas y, en consecuencia, la estabilidad de los ingresos esperados en un proyecto.

En concordancia con ello, el riesgo de demanda se refiere a la posibilidad de que los ingresos del proyecto sean inferiores o superiores a los previstos, debido a que la demanda real resulta menor o mayor a la estimada (Benavente y Segura, 2017). Zapata (2016) añade que, durante la fase operativa de un proyecto, este riesgo se manifiesta cuando los ingresos son inferiores a los esperados, ya sea por una reducción en la demanda o por caídas en los precios. Asimismo, señala que la incorporación de garantías de ingreso mínimo por parte del Estado permite eliminar este riesgo.

En la misma línea, Barrantes Cáceres (2009) indica que, frente al riesgo de que la demanda sea menor a la proyectada, el Estado puede comprometerse a asegurar, mediante mecanismos específicos, que el concesionario perciba un nivel mínimo de

ingresos que garantice la viabilidad del proyecto. Vassallo y Baeza (2009) precisan que el riesgo de demanda se refiere a la posibilidad de que un número mayor o menor de usuarios utilice la infraestructura. Este riesgo puede dividirse en:

a) Riesgo de crecimiento económico, vinculado a la evolución general de la economía; y,
b) Riesgo de competencia, relacionado con la influencia que otras infraestructuras o servicios pueden ejercer sobre la demanda.

Asimismo, los autores señalan que la estimación de demanda presenta diferencias significativas entre proyectos *brownfield* y *greenfield*: en estos últimos, al tratarse de infraestructura nueva, existe una mayor dificultad para predecir el comportamiento de los usuarios.

En los "Lineamientos para la Asignación de Riesgos en los Contratos de APP" se recomienda que el riesgo de ingresos sea asumido por el concesionario, salvo en casos excepcionales donde el riesgo de demanda sea tan elevado que resulte necesario incorporar mecanismos de compartición de riesgos, permitiendo que el concedente retenga parte de dicho riesgo. Estos mecanismos suelen configurarse como instrumentos de mitigación del riesgo de ingresos.

Li et al. (2005, como se citó en Chamorro, 2015) identifican el riesgo de demanda como uno de los principales riesgos que condicionan el éxito de una APP, precisamente porque afecta directamente los ingresos del concesionario. Por ello, resulta indispensable conocer los factores que influyen en las variaciones de la demanda a fin de realizar una adecuada asignación del riesgo. En esta misma línea, Alasad et al. (2014) analizaron los factores determinantes del riesgo de demanda en proyectos de infraestructura bajo APP, clasificándolos en tres grupos: (i) usuario: experiencia en pagos por servicios públicos, disposición a pagar e ingresos; (ii) servicios: tarifas, calidad, normas de acceso al mercado y tarifas ofrecidas por la competencia; y (iii) zona: empleo y tamaño de la población.

De la literatura revisada se desprende que el concesionario tiene capacidad limitada para controlar el riesgo de demanda, especialmente en infraestructuras de servicio público donde los costos hundidos son elevados. Por esta razón, y en coherencia con el enfoque adoptado en este trabajo, el riesgo de demanda es analizado como la

principal —y en el caso de la Concesión Suroeste, determinante— fuente de materialización del riesgo de ingresos.

En consecuencia, cada vez que en el presente informe se haga referencia al riesgo de demanda, ello deberá entenderse como una manifestación específica del riesgo de ingresos, sin perjuicio de que, desde una perspectiva teórica más amplia, este último pueda comprender otros componentes no abordados en este estudio. Bajo esta delimitación, el análisis de los mecanismos de mitigación se centrará exclusivamente en aquellos instrumentos destinados a reducir o neutralizar el impacto del riesgo de demanda sobre los ingresos del concesionario.

Bajo esta delimitación, la literatura revisada permite distinguir dos vías para mitigar el riesgo de demanda. La primera consiste en trasladar total o parcialmente dicho riesgo al concedente, desvinculando la recuperación de la inversión de la evolución efectiva de la demanda, como ocurre con la RPI, el IMAG o el pago por disponibilidad. La segunda consiste en actuar sobre los determinantes de la demanda para ampliarla y estabilizarla. En efecto, conforme a Fitch Ratings, el ingreso de un proyecto depende del precio y del volumen; Mankiw (2012) incluye entre los determinantes de la demanda el precio del bien y el de sus sustitutos; y Alasad et al. (2014) identifican las tarifas propias y las de la competencia como factores del riesgo de demanda. En consecuencia, un mecanismo que reduzca el precio final del gas natural distribuido por red frente a sus sustitutos (GLP, GNC y GNL) también mitiga el riesgo de demanda, aunque por una vía distinta: no transfiere el riesgo al Estado, sino que reduce la probabilidad de que la demanda real se aparte de la proyectada. Ambas vías son evaluadas en el presente trabajo.

3.3.Evaluación del riesgo de ingresos en los contratos de concesión de Perú

En el Perú, diversos contratos de concesión de infraestructura han incorporado mecanismos para mitigar el riesgo de ingresos del concesionario. La tabla siguiente resume cuatro casos relevantes —el Gasoducto Sur Peruano, el Transporte de Gas de Camisea, la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica y la concesión de EMFAPATUMBES—, cuya descripción detallada se presenta en el Anexo 5. Estos casos muestran que, cuando el Estado buscó asegurar la ejecución de infraestructura con demanda incierta, recurrió a ingresos garantizados, cargos tarifarios específicos o retribuciones por inversión, con lo cual asumió total o parcialmente el riesgo de ingresos.

3.3.1. Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP)

El Gasoducto Sur Peruano fue un proyecto autosostenible de transporte de gas natural concebido como infraestructura estratégica para reforzar la seguridad energética y promover el desarrollo industrial del país. El proyecto contemplaba una extensión de 1,134 kilómetros para trasladar gas desde la zona de Camisea, en Cusco, hacia la costa sur. La concesión fue adjudicada en 2014 a la empresa Odebrecht; sin embargo, en 2017 el Estado declaró su terminación y se emitió la Ley Nº 30543, que eliminó los tres cargos destinados a su financiamiento (CASE[14], SISE[15] y TRS[16]), ordenando la devolución de los montos cobrados a los usuarios.

El Contrato de Concesión del Gasoducto Sur Peruano incluía un mecanismo de ingresos garantizados consistente en una retribución económica anual destinada a cubrir el costo del servicio durante el periodo de recuperación, conforme a lo previsto en la Ley Nº 29970, su reglamento, y la Ley Nº 27133 con sus disposiciones complementarias.

El financiamiento de estos ingresos se sustentaba en la inclusión de cargos específicos en las tarifas eléctricas, así como en las tarifas de transporte de gas natural y de líquidos de gas natural. Para mitigar el impacto tarifario en los usuarios, el contrato permitía realizar cobros anticipados por concepto de tarifas, incluso antes del inicio de la operación comercial del sistema. Los montos recaudados serían transferidos al concesionario en la fecha de entrada en operación comercial y descontados del monto total a recuperarse como parte del costo del servicio.

Dentro del régimen tarifario, el concesionario podía aplicar tarifas vinculadas al sistema de seguridad energética tanto para el transporte de gas natural como para el de líquidos. En caso de que dichas tarifas resultaran insuficientes para cubrir la totalidad del ingreso anual garantizado, el contrato establecía que la diferencia sería compensada mediante los siguientes mecanismos: CASE, SISE y los ingresos

---

14 El Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE) es un monto cobrado en los recibos de energía eléctrica en Perú.

15 El Sistema Integrado de Seguridad Energética (SISE) fue un cargo tarifario dispuesto por el Estado para el financiamiento de proyectos de transporte de gas natural.

16 La Tarifa Regulada de Seguridad fue también un cargo aplicado para el financiamiento de proyectos de transporte de gas natural.

provenientes de las tarifas del gas natural. La determinación y publicación de estos cargos correspondía a OSINERGMIN.

3.3.2. Proyecto de Transporte de Gas de Camisea (Lote 88 – City Gate)

El proyecto de transporte de gas natural desde el Lote 88 de Camisea hasta el *City Gate* de Lima fue impulsado por el Estado peruano para garantizar el abastecimiento continuo de gas hacia la capital. La concesión se estructuró bajo la modalidad BOOT (build, own, operate and transfer), mediante la cual el concesionario diseña, financia, construye, opera y transfiere la infraestructura al Estado una vez culminado el plazo contractual.

El esquema económico-financiero contempló un mecanismo de recuperación del costo del servicio durante un periodo determinado, sustentado en tarifas reguladas y en estructuras de garantía previstas en la Ley Nº 27133. El contrato exigía inversiones significativas en infraestructura, cuya recuperación estaba asegurada mediante el cobro de tarifas y otros mecanismos complementarios.

El régimen de ingresos incluyó la Garantía por Red Principal (GRP), un cargo incorporado en las tarifas eléctricas que aseguraba al concesionario un ingreso mínimo durante el periodo de garantía, incluso en escenarios de demanda insuficiente. Este mecanismo operaba a través de fideicomisos recaudadores y pagadores, permitiendo un flujo estable de ingresos y mitigando el riesgo de ingresos del concesionario.

Cuando la recaudación por tarifas de transporte no alcanzaba el ingreso garantizado, la diferencia se cubría con fondos del fideicomiso constituido por una entidad garante del Estado. Este esquema ofreció certeza financiera a los inversionistas y facilitó el financiamiento del proyecto.

3.3.3. Proyecto Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica (RDNFO)

La Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica fue un proyecto de telecomunicaciones adjudicado como APP cofinanciada, destinado a mejorar la conectividad digital en regiones del norte, centro y sur del país[17]. Su finalidad fue diseñar, construir, operar y mantener una red mayorista de transporte de banda ancha que sirviera como

[17] El contrato, suscrito entre el Ministerio de Transportes y Comunicaciones y Azteca Comunicaciones, contemplaba un plazo de concesión de 20 años.

infraestructura troncal para llevar servicios de internet a zonas alejadas de baja rentabilidad comercial.

El contrato fue resuelto anticipadamente por causal de caducidad por razones de interés público, debido a la subutilización de la capacidad de la red y a ingresos insuficientes para cubrir los costos del cofinanciamiento, sin que se lograra la finalidad prevista (Resolución Ministerial N° 689-2021-MTC/01). La resolución derivó en la reversión de la infraestructura al Estado y la extinción de las obligaciones del concesionario.

Desde el punto de vista económico, el contrato establecía dos mecanismos principales de retribución: Retribución por Inversiones (RPI) y Retribución por Operación y Mantenimiento (RPMO). La RPI correspondía al reconocimiento de la inversión ejecutada en infraestructura y se pagaba trimestralmente conforme a hitos contractuales, respaldados por un fideicomiso (Fideicomiso Red Dorsal), alimentado por los ingresos tarifarios del servicio mayorista.

La RPMO cubría los costos de operación y mantenimiento durante la fase operativa, mediante pagos trimestrales asociados a un monto fijo ofertado en el concurso. Tanto la RPI como la RPMO constituían ingresos garantizados, diseñados para proteger al concesionario frente a escenarios de baja demanda o ingresos insuficientes. En caso de que las tarifas no cubrieran las retribuciones pactadas, el fideicomiso podía complementarse con recursos públicos.

3.3.4. Proyecto EMFAPATUMBES

El proyecto de concesión de los servicios de agua potable y alcantarillado sanitario en Tumbes, Zarumilla y Contralmirante Villar fue adjudicado mediante licitación pública especial promovida por PROINVERSIÓN. El contrato, suscrito en 2005, tenía como objetivo mejorar, ampliar, mantener y operar la infraestructura de saneamiento en dichas localidades por un plazo de 30 años.

El régimen económico de la concesión se estructuró bajo un esquema tarifario previsto en el contrato y sus anexos, el cual incluía fórmulas tarifarias, estructuras y metas de gestión destinadas a asegurar la sostenibilidad financiera. El contrato permitía revisiones y reajustes tarifarios para mantener el equilibrio económico-financiero, considerando variaciones en costos e ingresos operativos. En caso de

desacuerdo, las partes podían recurrir a un laudo arbitral para determinar la compensación correspondiente.

El contrato preveía dos mecanismos de garantía de ingresos. El primero era una remuneración fija financiada mediante un préstamo del banco alemán KfW, canalizado a través del Gobierno Nacional, destinado a cubrir costos iniciales asociados al fortalecimiento de la gestión operativa y administrativa. Esta remuneración se pagaba en función del cumplimiento de actividades específicas previstas en el Anexo 11.

El segundo mecanismo consistía en un Ingreso Semestral Garantizado, evaluado semestralmente. En cada periodo, se comparaba el ingreso efectivo del concesionario con dicho umbral mínimo. Si los ingresos eran inferiores, el concedente debía cubrir la diferencia mediante un pago compensatorio. Si durante todos los semestres del primer quinquenio persistía una diferencia negativa, se activaba un esquema de pagos contingentes linealmente decrecientes durante los seis semestres siguientes.

Tabla 2: Resumen comparativo de proyectos de inversión

Proyecto	Asignación de riesgo de ingresos	Medida de mitigación
Proyecto Gasoducto Sur Peruano (GSP)	Compartido	Mecanismo de ingresos garantizados financiado con los cargos CASE, SISE y TRS.
Proyecto de Transporte de Gas de Camisea (Lote 88 – City Gate)	Compartido, pero mayoritariamente del Estado	Garantía por Red Principal financiada con un cargo a la tarifa eléctrica, que le aseguró ingresos mínimos ante demanda insuficiente.
Proyecto Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica (RDNFO)	Compartido, pero mayoritariamente del Estado	Contaba con RPI y RPMO para escenario de ingresos insuficientes. También se preveía uso de recursos públicos en caso las tarifas fueran insuficientes
royecto EMFAPATUMBES	Estado	Mecanismo de ingresos garantizados: remuneración fija y un Ingreso Semestral Garantizado durante los primeros 5 años ante insuficiencia de demanda
	Privado	Préstamo del banco alemán KfW para inversiones iniciales

3.4. Mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos

La correcta asignación del riesgo de ingresos en los contratos de concesión contribuye al cumplimiento de las obligaciones del Concesionario facilitando lograr el financiamiento para el proyecto. Mitigando este riesgo ayuda también a garantizar la sostenibilidad económico-financiera de los proyectos de infraestructura. No obstante, cuando la exposición del concesionario al riesgo de ingresos resulta excesiva o incierta —particularmente ante variaciones en la demanda, en los precios o en las condiciones

competitivas— se requiere la incorporación de mecanismos de mitigación que permitan reducir dicha exposición y asegurar la continuidad y viabilidad del servicio.

En la práctica comparada y nacional, estos mecanismos han adoptado diversas formas, orientadas tanto a garantizar ingresos mínimos como a estabilizar las variaciones derivadas del comportamiento de la demanda o de los costos no gestionables. En los apartados siguientes se describen los principales instrumentos aplicados en proyectos de infraestructura y servicios públicos: el Ingreso Mínimo Anual Garantizado (IMAG), las bandas de demanda, el pago por disponibilidad (PPD), la Retribución por Inversión (RPI), los subsidios y el mecanismo de compensación, los cuales ilustran distintas aproximaciones para mitigar la incertidumbre inherente al riesgo de ingresos.

3.4.1. Ingreso Mínimo Anual Garantizado – IMAG

Según el BID (2021), el IMAG es una garantía no financiera mediante la cual, si al cierre del ejercicio los ingresos del concesionario no alcanzan el monto garantizado, el Estado cubre la diferencia. Para evitar incentivos perversos, la garantía no es exigible cuando los ingresos menores se deben a causas atribuibles al concesionario. Vassallo y Baeza (2009) indican que estos mecanismos suelen incorporar un umbral máximo a partir del cual el concesionario comparte excedentes con el Estado. Lecca (2017) sostiene que el IMAG permite asegurar un monto mínimo de ingresos, cubriendo costos de operación, mantenimiento y servicio de la deuda, con una probabilidad de activación que no debería superar el 10% anual.

En el ámbito del gas natural, un antecedente relevante es la Garantía por Red Principal (GRP) del Proyecto de Transporte de Gas de Camisea, cuyo objetivo fue garantizar los ingresos para la recuperación del costo del servicio en mercados incipientes (Vargas Rodríguez, 2012). Asimismo, el Gasoducto Sur Peruano incorporó un mecanismo de ingresos garantizados, y el Plan de Acceso Universal a la Energía (2023) establece que los proyectos de masificación pueden garantizar un nivel de ingresos que permita recuperar costos no gestionables. No obstante, desde la emisión de dicho Plan no se han promovido en dichos términos nuevas licitaciones de proyectos de distribución; en su lugar, en 2025 se aprobó la Ley 32315.

3.4.2. Bandas de demanda

Las bandas de demanda constituyen un mecanismo compuesto por dos líneas de pendiente positiva que delimitan un rango dentro del cual el concesionario puede

ubicarse cada año, siempre que al término de la concesión no se exceda el monto de ingresos garantizado por el Estado (Cordero, 1999). Este esquema establece un límite inferior (demanda mínima) y un límite superior (demanda máxima), los cuales funcionan como parámetros de referencia para ajustar los ingresos del concesionario.

Cuando la demanda real supera la demanda máxima prevista, los parámetros económicos se corrigen a favor del concedente. Por el contrario, si la demanda real resulta inferior a la demanda mínima, el concesionario recibe una compensación por parte del concedente. Cabe señalar que las bandas de demanda pueden constituir el objeto mismo del proceso de licitación. En países como España, por ejemplo, los postores pueden modificar los límites máximo y mínimo propuestos, usualmente reduciéndolos, lo que forma parte de su oferta competitiva.

El objetivo de este mecanismo es otorgar estabilidad y previsibilidad al proyecto mediante el establecimiento de un piso y un techo del ingreso anual esperado. Con ello se garantiza, por un lado, la recuperación de la inversión cuando la demanda es menor a la proyectada y, por otro, se protege al sector público cuando la demanda excede los niveles estimados, evitando retornos extraordinarios no previstos en el diseño contractual.

3.4.3. Pago por disponibilidad – PPD

El pago por disponibilidad permite al Estado remunerar al operador privado por la gestión de la infraestructura, independientemente del nivel de demanda, vinculando la compensación al cumplimiento de estándares de disponibilidad y desempeño (EPEC, 2020). Este esquema suele tomar la forma de un *unitary charge* que incorpora la recuperación del CAPEX y los costos de OPEX, ajustada conforme a indicadores de calidad; cuando el concesionario incumple los niveles de servicio, se aplican penalidades (Shi et al., 2020).

En la práctica comparada, los enfoques varían: en algunos países el *unitary charge* integra infraestructura y operación, mientras en otros se fraccionan los pagos para separar incentivos. Se ha discutido la posibilidad de cubrir exclusivamente el CAPEX, excluyendo el OPEX; si bien esta alternativa podría facilitar la gestión fiscal, debilita el vínculo entre calidad operativa y pago (EPEC, 2020; Shi et al., 2020). Estos desafíos pueden ser menores en infraestructuras de redes donde resulta viable establecer un esquema tarifario que cubra los costos operativos, permitiendo

que el PPD se limite al CAPEX mientras el OPEX se recupere del usuario mediante tarifas reguladas (Banco Mundial et al., 2014).

3.4.4. Retribución por Inversión – RPI

La RPI es una herramienta utilizada en APP cofinanciadas mediante la cual el Estado reconoce y remunera al concesionario por las inversiones ejecutadas en infraestructura, a través de pagos periódicos condicionados al cumplimiento de hitos contractuales. A diferencia de otros esquemas, su finalidad es retribuir directamente la inversión realizada con independencia del uso efectivo de la infraestructura, complementándose en algunos casos con pagos por Operación y Mantenimiento (RPMO) (Banco Mundial et al., 2014). Su diseño contribuye a la bancabilidad al reducir la exposición al riesgo de ingresos y facilitar el acceso a financiamiento en condiciones favorables (Gonzales y Micco, 2021).

En el Perú, un ejemplo emblemático es la Red Dorsal Nacional de Fibra Óptica (RDNFO), cuyo régimen contempló pagos de RPI y RPMO respaldados por un fideicomiso. La RPI constituye una forma de pago en APP cofinanciadas donde el Estado reconoce el costo del capital invertido; según Bravo Orellana (2012), está diseñada para asegurar el repago del CAPEX independientemente del volumen de demanda, mediante instrumentos como los Certificados de RPI (CR-RPI) que pueden colocarse en el mercado como valores respaldados por el Estado.

3.4.5. Subsidios o transferencias de recursos

Un subsidio a la energía es una medida gubernamental que disminuye costos de producción, eleve precios recibidos por productores o disminuya el precio pagado por consumidores (International Energy Agency, 2000). De acuerdo con Tamayo Pacheco (2022), pueden clasificarse en universales/focalizados, directos/indirectos, al consumidor o productor, y cruzados. El FISE, creado por la Ley 29852, se financia con contribuciones de grandes consumidores de gas natural y electricidad, constituyendo un mecanismo de subsidio cruzado. Desde 2023, el FISE ha promovido la construcción de infraestructura de distribución mediante proyectos especiales de masificación.

En este marco, el numeral 5.1 del artículo 5 de la Ley 29852 —modificado por la Ley 32315 en abril de 2025— establece que los recursos del FISE, de acuerdo con el Plan de Acceso Universal a la Energía, pueden destinarse a financiar total o

parcialmente las conexiones de consumidores regulados; infraestructura de distribución o transporte; instalaciones relacionadas al GNC y GNL; conversiones o adquisiciones de vehículos a Gas Natural Vehicular; y equipos o facilidades destinadas a promover el uso productivo del gas natural.

Esta modificación complementa el artículo 10 del Reglamento de la Ley 29852, que permite que los fondos del FISE se utilicen para garantizar la ejecución de proyectos de masificación, incluyendo la cobertura de nuevas inversiones en bienes de capital (CAPEX). Asimismo, se precisa que las inversiones financiadas con recursos del FISE no están sujetas a devolución, no se consideran para el cálculo del Valor Neto de Reemplazo (VNR) en las regulaciones tarifarias efectuadas por OSINERGMIN y no forman parte del valor contable de los bienes de la concesión.

3.4.6. Mecanismo de compensación creado con la Ley 32315

Uno de los problemas de la masificación del gas natural es la diferencia del precio final del gas natural entre las concesiones de Lima y Callao, y de Ica, cuyo gas es transportado por el gasoducto de TGP, y las concesiones que se abastecen del GNL transportado por camiones cisterna desde la planta de Peru LNG.

La Ley 32315, publicada el 30 de abril de 2025, introduce un conjunto de medidas orientadas a impulsar la masificación del gas natural en el Perú, con el propósito de cerrar brechas energéticas, promover el acceso descentralizado y fortalecer la seguridad energética nacional. Las medidas orientadas a impulsar la masificación pueden ser diferenciadas en medidas destinadas a la oferta y medidas destinadas a la demanda.

3.4.6.1. Medidas destinadas a la oferta

Entre sus disposiciones destaca la ejecución de proyectos de distribución por red de ductos de gas: se posibilita que cuando los concursos de concesiones privadas sean declarados desiertos, el MINEM implemente encargos especiales a empresas estatales para la prestación del servicio. Las obras de los proyectos serán ejecutadas por empresas especializadas, precisándose que el MINEM puede promover mecanismos de inversión privada para otorgar concesiones con la consecuente transferencia de las instalaciones y los bienes del proyecto en calidad de bienes de la concesión, los cuales no se considerarán como costos para la regulación tarifaria. El

financiamiento de los proyectos se realizará mediante recursos del FISE, del SISE, del canon y de las regalías.

Esta medida es un subsidio que busca incentivar la oferta, pues aumenta el acceso al servicio reduciendo el costo del servicio, dado que explícitamente se dispone que los bienes que se entreguen al futuro concesionario no serán parte de la regulación tarifaria. Ello a su vez reduce el riesgo de ingresos del concesionario, dado que la inversión en infraestructura estará hundida y el costo de servicio será menor, lo que en consecuencia le permitirá tener una tarifa menor en sus primeros años de concesión, aumentando su competitividad frente a energéticos sustitutos.

3.4.6.2. Medidas destinadas a la demanda

Aquí encontramos la creación de un mecanismo de compensación para nivelar precios entre regiones que permitirá el acceso descentralizado, el cual establece una tarifa nivelada para usuarios regulados con consumos menores a 50 000 m³/mes. Su finalidad es reducir las marcadas diferencias tarifarias entre Lima y las regiones, donde el gas natural —transportado mediante GNC o GNL— resulta significativamente más costoso.

Según el artículo 9 de la Ley 32315, para alcanzar el objetivo de nivelación, entre otros criterios que garanticen la eficiencia de la medida, Osinergmin toma como referencia los precios finales de las categorías tarifarias donde se encuentre la mayor concentración de la demanda en concesiones de distribución de gas natural conectadas al sistema de transporte por red de ductos. Este es el caso de la Concesión de Lima y Callao. Adicionalmente, en el artículo 10 se dispone que el mecanismo de compensación es aplicado a través de un descuento tarifario en la facturación mensual de los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, donde el precio final del gas natural no sea inferior al valor de referencia señalado en el artículo 9.

Este esquema es un subsidio a la demanda que reduce el peso del gasto de los hogares conectados fuera de Lima y Callao. Específicamente sería un subsidio cruzado en el que algunos consumidores pagan precios por debajo de los costos promedios en tanto que otros deberán pagar precios por encima de los mismos (Pantanali y Benavides, 2006). Ello también reduce el riesgo de ingresos del concesionario, toda vez que incentivará la conexión de nuevos usuarios aumentando la demanda del servicio.

Actualmente, este mecanismo aún no es aplicable debido a que, pese al plazo de 90 días calendario dispuesto en la ley, el MINEM no ha aprobado su reglamento, en el cual se deberán encontrar las disposiciones que permitan su aplicación.

En conjunto, los mecanismos analizados —IMAG, bandas de demanda, pago por disponibilidad, RPI, subsidios o transferencias de recursos y mecanismo de compensación— evidencian la diversidad de instrumentos que pueden emplearse para mitigar la exposición del concesionario al riesgo de ingresos y, con ello, reforzar la sostenibilidad económico-financiera de los proyectos de infraestructura. Cada uno de estos mecanismos presenta características, alcances y limitaciones propias, cuya idoneidad depende de las condiciones específicas del proyecto. Su estudio resulta esencial para comprender las alternativas disponibles y para evaluar su pertinencia en proyectos de distribución de gas natural por red de ductos, especialmente en contextos donde la demanda es incierta o insuficiente para sostener esquemas autofinanciados.

El análisis desarrollado en el presente marco teórico permite comprender los fundamentos conceptuales, normativos y económicos que subyacen a la masificación del gas natural, la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones y la asignación y mitigación de los riesgos que enfrentan estos proyectos.

La revisión de la literatura especializada, de la experiencia comparada y de los mecanismos aplicados en distintos sectores evidencia que la adecuada estructuración de los contratos y la correcta distribución del riesgo de ingresos son condiciones indispensables para garantizar la viabilidad de las APP en infraestructuras de red. Este marco teórico constituye, por tanto, la base conceptual sobre la cual se desarrollará el análisis crítico del Contrato de Concesión Suroeste, permitiendo identificar las causas de su caducidad y evaluar las alternativas que podrían asegurar la sostenibilidad de una nueva concesión de distribución de gas natural por red de ductos en la zona Suroeste del país.

CAPÍTULO 4: ANÁLISIS CRÍTICO DE LA CONCESIÓN SUROESTE

4.1.Contexto de la Concesión Suroeste

4.1.1. Descripción general del Contrato de Concesión Suroeste

El Contrato de Concesión Suroeste se originó en el marco del proyecto nacional de masificación del gas natural y fue promovido por PROINVERSIÓN, en coordinación

con el MINEM. El 25 de julio de 2013 se realizó el acto público de presentación y apertura de sobres, con la participación de los dos postores habilitados: Gas Natural Internacional SDG S.A. y Empresa de Energía de Bogotá S.A. E.S.P. Ambas ofertas cumplieron los requisitos de los sobres N° 1 y N° 2; sin embargo, Gas Natural Internacional SDG S.A. presentó una propuesta con un número mayor de conexiones. En aplicación del criterio de mayor número de usuarios conectados, PROINVERSIÓN adjudicó la Buena Pro a Gas Natural Internacional SDG S.A., oficializando el resultado en la misma sesión.

El contrato obligaba al concesionario a financiar íntegramente la ejecución de obras, así como la operación y mantenimiento del servicio, recuperando sus inversiones mediante las tarifas cobradas a los usuarios finales. El monto de inversión inicial ascendía a USD 60 millones y el plazo de vigencia era de 21 años, prorrogables en periodos de diez años hasta un máximo de 60. La Puesta en Operación Comercial (POC) se fijó para el 31 de octubre de 2015, dos años después del cierre financiero, constituyéndose en el hito para el inicio formal de la prestación del servicio público.

La propuesta ganadora incluyó un primer plan de conexiones de 64,000 usuarios durante los primeros ocho años de operación comercial, cifra superior al mínimo previsto durante el proceso de selección, de 30,473 conexiones.

Asimismo, el contrato contempló la cesión a Naturgy del contrato de suministro de Gas Natural Licuado (GNL) previamente celebrado entre Repsol GNL Perú y PROINVERSIÓN. Naturgy asumía así la obligación de adquirir GNL en la planta de Pampa Melchorita, operada por Perú LNG, regasificarlo y distribuirlo a los usuarios finales. El contrato establecía que el precio pagado por Naturgy a sus proveedores debía trasladarse a los usuarios finales sin margen adicional y no podía exceder los USD 3.78/ Millón de Unidades Térmicas Británicas (MMBTU) para las categorías A (residencial) y B (comercial), ni los USD 4.04/MMBTU para las categorías C (industrial pequeño y mediano) y D (industrial grande). No obstante, a la fecha prevista para la POC, el 31 de octubre de 2015, Perú LNG no había concluido la construcción del cargadero de Melchorita, indispensable para el suministro continuo del gas hacia la red de distribución, entrando dicho cargadero en operación recién en noviembre de 2017.

A partir de 2019, el proyecto entró en una etapa de conflictividad. Naturgy presentó una notificación de controversia internacional invocando el APPRI Perú–España, alegando descreme del mercado a través de la comercialización de GNC a precios inferiores a la tarifa regulada, errores en la determinación de tarifas que habrían reducido su margen de distribución en 50%, y falta de competitividad tarifaria que la habría obligado a otorgar descuentos para captar usuarios. Indicó, además, que pese a haber invertido USD 105.8 millones y conectado 12,516 clientes, la concesión no era económicamente sostenible. Cabe precisar que estas afirmaciones corresponden a la posición de la concesionaria en el marco de la controversia y no han sido verificadas de manera independiente en la presente investigación, salvo el número de usuarios conectados, que resulta consistente con el reportado por PROINVERSIÓN en el Informe de Diagnóstico de 2022.

En respuesta a estos planteamientos, la Comisión Especial SICRECI solicitó un informe a OSINERGMIN, quien mediante pronunciamiento de 8 de enero de 2020 precisó que no tenía facultades para intervenir en la comercialización de GNC ni para modificar tarifas contractuales, las cuales eran conocidas por todos los postores desde el proceso licitatorio.

El 24 de agosto de 2020, Naturgy comunicó al MINEM su intención de resolver el contrato al amparo de su cláusula 17, e informó el inicio de un procedimiento concursal ante INDECOPI por insolvencia financiera. El MINEM rechazó la causal invocada, sosteniendo que la insolvencia constituía, por el contrario, causal para la resolución unilateral por parte del Estado. Este intercambio dio lugar al inicio de un proceso de Trato Directo.

El 23 de noviembre de 2020, ambas partes suscribieron el acta final de Trato Directo acordando resolver el contrato, dejando a salvo la determinación de causas y responsabilidades. Finalmente, mediante Resolución Suprema N° 009-2020-EM del 5 de diciembre de 2020, se declaró la caducidad de la concesión, a partir del 19 de diciembre de 2020, habilitando al Estado a tomar control de la operación.

Tras la caducidad, el MINEM asumió provisionalmente la administración del servicio, encargando posteriormente dicha labor a Petroperú S.A. mediante Decreto Supremo N° 029-2020-EM, por un periodo inicial de tres años, el cual fue ampliado

hasta diciembre de 2026 mediante el Decreto Supremo N° 019-2023-EM. Para asegurar la continuidad del servicio, se transfirieron recursos por S/ 21.65 millones.

En paralelo, con financiamiento del FISE, se adjudicaron dos procesos para expandir la red de distribución: el primero en diciembre de 2023 a P.A. PERU S.A.C. (149.8 km y 12,118 nuevos usuarios) y el segundo en junio de 2024 a Natural Gas Company S.A.C. (150 km y 7,058 usuarios adicionales). A pesar de estas iniciativas, la cobertura efectiva a agosto de 2024 apenas alcanzaba el 2% de los hogares del área concesionada.

Actualmente, el MINEM y PROINVERSIÓN vienen preparando un nuevo proceso licitatorio de la Concesión Suroeste bajo modalidad de APP autofinanciada, con una inversión estimada de USD 60 millones y adjudicación proyectada para 2026, lo que plantea interrogantes sobre la sostenibilidad del esquema original y la necesidad de mecanismos adecuados de mitigación del riesgo de ingresos.

4.1.2. Estructura económica del Contrato de Concesión Suroeste y asignación del riesgo de ingresos

El Contrato de Concesión Suroeste fue estructurado como un proyecto autofinanciado, en el que el concesionario asumía íntegramente el riesgo de ingresos. El modelo económico se basaba en que la totalidad de la inversión –incluyendo construcción de infraestructura, operación y mantenimiento– sería recuperada exclusivamente mediante las tarifas reguladas cobradas a los usuarios finales. Bajo este esquema, cualquier variación adversa en la demanda, en los costos no gestionables o en la competitividad del servicio impactaba directamente en la sostenibilidad financiera del concesionario.

El contrato establecía un plan de inversiones inicial de USD 60 millones y un horizonte temporal de 21 años, prorrogable hasta 60, que debía permitir recuperar la inversión y generar una rentabilidad razonable. No se contemplaron mecanismos de mitigación del riesgo de ingresos tales como ingresos mínimos garantizados, bandas de demanda o pagos por disponibilidad, pese a que el proyecto dependía de una demanda ancla industrial limitada y de una demanda residencial de bajo volumen. De hecho, en el numeral 13.1 de la Cláusula 13 del Contrato se señalaba expresamente que:

> *La Sociedad Concesionaria asume la Concesión y las obligaciones en este Contrato a su propio riesgo técnico, económico y financiero, y es responsable por el cumplimiento de todas y cada una de sus obligaciones establecidas en este Contrato y en las Leyes Aplicables durante el Plazo del Contrato* (…).

Asimismo, en el literal f) del numeral 11.2 de la Cláusula 11 del contrato incorporó un mecanismo relevante: la obligación de trasladar a tarifa el precio del GNL sin margen para el concesionario, quedando este expuesto a eventuales retrasos en la infraestructura de suministro. En efecto, la ausencia del cargadero en Melchorita a la fecha de la POC generó incertidumbre operativa y financiera respecto de la disponibilidad del insumo principal para la prestación del servicio, afectando la capacidad del concesionario para iniciar la operación en condiciones previsibles. En cuanto al precio de GNL, si bien el precio es trasladado al usuario mediante las tarifas, el concesionario enfrenta el riesgo de no ser competitivo para los usuarios conectados y potenciales si este precio se incrementa.

El esquema tarifario, rígido y predeterminado, también limitó la capacidad del concesionario de ajustar su estrategia comercial frente a la competencia de los comercializadores de GNC y GNL, agentes no sujetos a obligaciones de inversión, expansión o calidad del servicio. Esta competencia –calificada por Naturgy como descreme del mercado– redujo el volumen de usuarios dispuestos a conectarse a la red de distribución y, en consecuencia, los ingresos del concesionario.

En conjunto, la estructura económica del contrato trasladó al concesionario la totalidad del riesgo de ingresos, sin mecanismos compensatorios ni instrumentos de reparto que permitieran enfrentar escenarios adversos. Este diseño resultó incompatible con las condiciones reales de demanda y competencia en el sur del país, contribuyendo a la insolvencia de la concesionaria y, finalmente, a la caducidad del contrato.

Es por ello que, una estrategia que tenga como eje central la masificación del gas natural debe considerar los errores y deficiencias presentadas en la Concesión Suroeste antes señaladas, para una gestión adecuada del riesgo de ingresos. De otra manera, es altamente probable que los proyectos futuros que presenten condiciones similares resulten también inviables.

La Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Project Management Institute, 2017) establece que los riesgos son específicos y se contextualizan según el proyecto. Respecto a los niveles de probabilidad señala que usualmente varía de 3 (normal) a 5 (detallado) niveles, según el nivel de detalle requerido. Sobre esa base, se definieron tres niveles de probabilidad y de impacto, así como una matriz que combina ambos factores, los cuales se presentan en el Anexo 4.

Con relación al riesgo de ingresos de la Concesión Suroeste, dada la evidencia manifestada, la calificación del riesgo de ingresos es Alto, siendo necesario que para una futura concesión se regulen o apliquen mecanismos de mitigación de riesgo de ingresos para garantizar la sostenibilidad económica financiera de la concesión y contribuir con la masificación del uso de gas natural en el país a fin de que más usuarios se beneficien de los atributos que ofrece el gas natural.

Tabla 3: Matriz de probabilidad impacto

Factor	Calificación	Argumento
Probabilidad	Alto	Como demuestra la evidencia, las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos presentan una baja demanda en las regiones distintas de Lima, particularmente en la zona sur del país. Esta situación dio lugar a la caducidad de la Concesión Suroeste, toda vez que, para alcanzar su sostenibilidad económico-financiera, se estimó un nivel de demanda —de carácter optimista— que no se materializó durante la vigencia de la concesión. En efecto, hasta el momento de la caducidad se alcanzó únicamente un universo aproximado de 12 500 usuarios, lo que, sumado a otros factores como el tipo de transporte del gas natural, la competencia de las empresas comercializadoras y la ausencia de una demanda ancla suficiente, contribuyó de manera significativa a la inviabilidad del proyecto. En consecuencia, mientras no se adopten medidas que permitan garantizar la sostenibilidad de este proyecto —o de otros emplazados en regiones con escaso desarrollo industrial—, subsistirá una elevada probabilidad de materialización del riesgo de ingresos.
Impacto	Alto	Al verse afectada la demanda, siendo uno de los componentes de los ingresos y con la evidencia mencionada, se estima un impacto alto en los ingresos mayor al 15%.

4.1.3. Estimación de la demanda de la Concesión Suroeste y su impacto en la sostenibilidad

Conforme al Libro Blanco, PROINVERSIÓN contrató a Latin Energy para elaborar el estudio de determinación de demanda (versión final de octubre de 2012). La metodología se estructuró en tres componentes: (a) sector industrial, mediante identificación y entrevistas directas; (b) sector vehicular, mediante identificación de

estaciones de servicio; y (c) sectores residencial y comercial, mediante identificación de zonas de mayor densidad poblacional (Anexo 1). Latin Energy estimó una demanda potencial total de 18,31 MMPCD de GNL, aunque para el corto plazo la demanda industrial efectiva se reducía a 4,03 MMPCD, concentrada en Arequipa (89% de la demanda total). Posteriormente, se incorporó la localidad de Ilo sin nuevos trabajos de campo documentados.

Tras la incorporación de Ilo, las estimaciones oficiales de demanda sufrieron las siguientes variaciones entre mayo de 2013 y julio de 2013.

Tabla 4: Estimaciones de demanda de las concesiones Norte y Suroeste

Informe "Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional – Modelo Tarifario aplicable a las concesiones Norte y Suroeste de fecha 15 de mayo de 2013			**Informe "Análisis tarifario del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de las concesiones Norte y Suroeste de julio de 2013**		
Localidad	Demanda estimada	Comentario	Localidad	Demanda estimada	Comentario
Arequipa	5,52	El Informe no segmenta la demanda por sector y por localidad, de manera conjunta.	Arequipa	5,31	El Informe no segmenta la demanda por sector y por localidad, de manera conjunta.
Moquegua	0,14		Moquegua	0,11	
Tacna	0,63		Tacna	0,52	
Ilo	0,36		Ilo	0,33	
TOTAL	6,65		Total	6,27	

La variación principal entre ambos informes radicó en la adopción de un escenario más conservador para el primer año de concesión, reduciendo prácticamente a cero la participación de los sectores residencial, comercial y vehicular en todas las localidades, salvo la demanda industrial en Arequipa e Ilo, como se observa a continuación:

Tabla 5: Variaciones de las demandas estimadas para las concesiones Norte y Suroeste

Informe "Masificación del Uso de Gas Natural a Nivel Nacional – Modelo Tarifario aplicable a las concesiones Norte y Sur-Oeste de fecha 15 de mayo de 2013	**Informe "Análisis tarifario del servicio de distribución de gas natural por red de ductos de las concesiones Norte y Suroeste de julio de 2013**

CUADRO N° 6: Demanda Total por Sector

Categoría	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5 - 8
Residencial	0,05	0,23	0,47	0,71	0,90
Comercial	0,02	0,08	0,18	0,27	0,34
Vehicular	0,00	0,28	0,57	0,68	0,80
Industrial	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
Total (MMPCD)	**4,68**	**5,19**	**5,83**	**6,27**	**6,65**

CUADRO N° 7: Demanda Total por Localidades

Localidad	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5 - 8
Arequipa	4,45	4,73	5,07	5,31	5,52
Moquegua	0,01	0,04	0,08	0,11	0,14
Tacna	0,02	0,19	0,39	0,52	0,63
Ilo	0,21	0,24	0,29	0,33	0,36
Total (MMPCD)	4,68	5,19	5,83	6,27	6,65

Cuadro N° 6: Demanda Total por Sector

Categoría	2015	2016	2017	2018	2019-2023
Residencial	0,00	0,04	0,18	0,37	0,57
Comercial	0,00	0,03	0,14	0,28	0,43
Vehicular	0,00	0,00	0,27	0,55	0,67
Industrial	4,61	4,61	4,61	4,61	4,61
Total (MMPCD)	**4,61**	**4,68**	**5,19**	**5,82**	**6,27**

Cuadro N° 7: Demanda Total por Localidades

Localidad	2015	2016	2017	2018	2019-2023
Arequipa	4,41	4,45	4,73	5,07	5,31
Moquegua	0,00	0,01	0,04	0,08	0,11
Tacna	0,00	0,02	0,18	0,38	0,52
Ilo	0,20	0,21	0,24	0,29	0,33
Total (MMPCD)	**4,61**	**4,68**	**5,19**	**5,82**	**6,27**

Como se observa, la estimación de julio de 2013 adoptó un escenario más conservador para el primer año, reduciendo prácticamente a cero la participación residencial, comercial y vehicular. La demanda total final de 6,27 MMPCD fue la que se consideró para la adjudicación y la estimación de tarifas del Contrato de Concesión.

De acuerdo con la información utilizada por PROINVERSIÓN para el nuevo proceso de promoción (Informe de Diagnóstico, diciembre de 2022), la concesión presentaba 12,815 usuarios residenciales, 27 usuarios comerciales, y 19 industrias, a nivel de toda la zona de concesión.

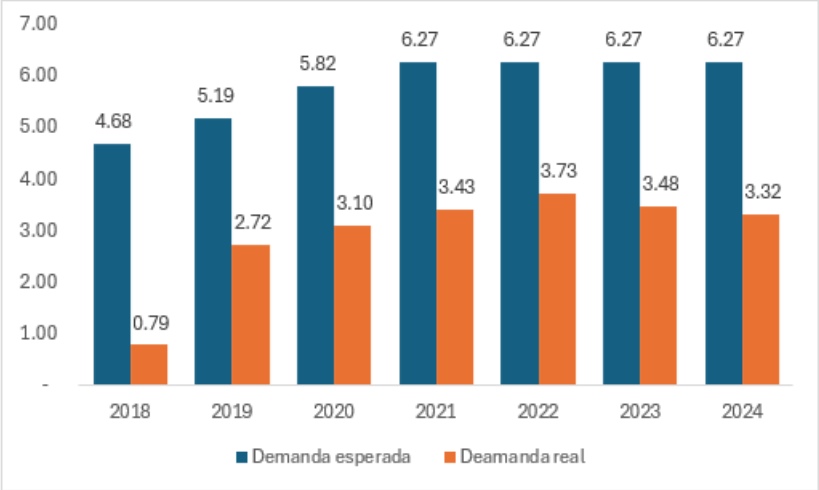
Por su parte, OSINERGMIN reportó que para 2025 la demanda total efectiva en la Concesión Suroeste (operada por Petroperú) ascendía únicamente a 3,61 MMPCD, atendiendo a 19 industrias.

Asimismo, de la revisión del portal web del Petroperú, en febrero de 2026, se observa que de las 19 industrias que tienen contratos de suministro firmados con dicha empresa, 17 se encuentran en Arequipa, 2 en Tacna y ninguna en Moquegua. Además, de la revisión de los contratos que firmó Naturgy, se aprecia que el nivel de cantidad contratada prácticamente no ha variado, verificándose incluso que 5 empresas (Corporación ADC, Incapalca, Activ Internacional, Consorcio Industrial Arequipa y Procinsur) que tenían contratos de suministro firmados con Naturgy ya no firmaron contrato con Petroperú.

Cabe añadir que, de acuerdo con información de OSINERGMIN, el consumo real del año 2024 se desagrega por categorías en 3.05 MMPCD para el sector industrial (31,655,594 sm^3/año), 0.14 MMPCD para el sector residencial (1,501,658 sm^3/año)

y 0.12 MMPCD para el sector comercial (1,212,062 sm³/año)[18]. Como se observa, en todos los casos la demanda real resulta sustancialmente menor a la estimada por Proinversión para ese periodo, que proyectaba 4.61 MMPCD para el sector industrial, 0.57 MMPCD para el residencial y 0.43 MMPCD para el comercial.

Gráfico 1: Comparación entre la demanda estimada por Proinversión y la demanda real de la Concesión Suroeste 2018 – 2024, en MMPCD



Fuente: Datos abiertos de OSINERGMIN. Elaboración propia

Por otro lado, se revisó el Registro de Hidrocarburos de OSINERGMIN (2026), observándose que, en las provincias de Caylloma y Arequipa, en la región de Arequipa, existen siete (7) empresas con registro de Consumidor Directo de GNC. Adicionalmente, en el mismo Registro de Hidrocarburos se realizó una búsqueda sobre la cantidad de "consumidores directos de GLP con capacidad menor o igual a 1000 galones" en las regiones que conforman la Concesión Suroeste, encontrándose el siguiente resultado:

Tabla 6: Consumidores directos de GLP con capacidad menor o igual a 1000 GLN

Región	Cantidad
Arequipa	536
Moquegua	32
Tacna	63

Fuente: Registro de Hidrocarburos de Osinergmin

[18] La conversión se realiza transformando cada volumen anual a un flujo diario mediante su división entre 365 días y, posteriormente, convirtiendo dicho flujo a pies cúbicos estándar con el factor 1 sm³ = 35.3147 scf. Finalmente, el resultado se expresa en millones de pies cúbicos por día (MMPCD). Este procedimiento asume condiciones estándar de presión y temperatura consistentes en ambas unidades.

En ese sentido, se observa que el servicio de distribución de gas natural por red de ductos debe brindarse considerando su competitividad frente a los energéticos sustitutos, puesto que, si la sostenibilidad económica de la concesión dependiera de la demanda (como sucedió en la concesión caducada), las tarifas de gas natural de todas las categorías tarifarias deben ser atractivas para que, por ejemplo, los actuales clientes directos de GNC se conecten al sistema de distribución y se conviertan en consumidores de gas natural, coadyuvando a la masificación del servicio.

4.1.4. *Causas específicas de la terminación del Contrato de Concesión Suroeste*

En la presente sección se examinarán de manera detallada las causas que condujeron a la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste, con especial atención a los factores que incidieron en la situación de insolvencia financiera de la Sociedad Concesionaria. El análisis se orienta a identificar los elementos que comprometieron la sostenibilidad del proyecto, considerando tanto aspectos internos de gestión como condiciones externas vinculadas al diseño contractual y al marco regulatorio aplicable.

Cabe precisar que las causas que se desarrollarán no se circunscriben únicamente a las alegaciones formuladas por Naturgy en sus comunicaciones oficiales, sino que responden a una revisión integral de la documentación disponible, incluyendo el Contrato de Concesión Suroeste, las circulares emitidas durante el proceso de adjudicación, los informes regulatorios y los antecedentes técnicos y financieros del proyecto.

4.1.4.1. <u>Competencia en condiciones desiguales</u>

Uno de los elementos determinantes en la sostenibilidad del contrato fue la competencia generada por la comercialización de GNC y GNL dentro del área concesionada, actividad que opera bajo libre competencia conforme al marco normativo vigente. Si bien el concesionario gozaba de exclusividad para la distribución por red de ductos, dicha exclusividad no se extendía al suministro mediante GNC y GNL, originando un escenario de competencia asimétrica: el concesionario estaba sujeto a obligaciones de inversión, cobertura, calidad y regulación tarifaria, mientras que los comercializadores de GNC y GNL no enfrentaban compromisos equivalentes. Durante la ronda de consultas, diversos

postores plantearon la necesidad de exclusividad, pero la autoridad reiteró que el contrato se sujetaría al marco normativo vigente.

El diseño económico del proyecto se sustentó en un esquema de subsidio cruzado, donde los ingresos generados por grandes consumidores industriales (demanda ancla) financiarían los costos de atención a usuarios residenciales y comerciales. No obstante, según lo señalado por la propia concesionaria, tras la suscripción del contrato se constató que varios de estos consumidores mantenían contratos vigentes con comercializadores de GNC y GNL con penalidades elevadas por terminación anticipada, reduciendo significativamente la posibilidad de migración y afectando la base de ingresos proyectada. Adicionalmente, el concesionario debía cumplir obligaciones estrictas de expansión mediante el Plan Quinquenal de Inversiones, mientras que los comercializadores no estaban sujetos a metas obligatorias de cobertura.

Si bien el régimen legal era conocido al momento de la licitación, no era posible anticipar las estrategias contractuales que los comercializadores adoptarían con posterioridad. Además, a diferencia de las concesiones de Lima y Callao e Ica —abastecidas por ductos— o de Piura —con gas producido localmente—, la Concesión Suroeste depende estructuralmente del transporte virtual, lo que incrementa costos y reduce competitividad frente a energéticos sustitutos. Esta desventaja, sumada a la reducida demanda industrial, configuró una competencia en condiciones desiguales que afectó severamente el modelo económico-financiero del proyecto y constituyó uno de los factores críticos de la caducidad.

4.1.4.2. Deficiencias en la estimación de la demanda

Uno de los problemas estructurales más relevantes fue la sobreestimación de la demanda proyectada. El modelo asumió una rápida incorporación de usuarios complementada con grandes consumidores industriales como demanda ancla. Sin embargo, las proyecciones no incorporaron adecuadamente factores críticos como la competencia de energéticos sustitutos, las limitaciones del transporte virtual, la baja disposición a pagar en zonas fuera de Lima y la inexistencia de mecanismos que redujeran brechas tarifarias regionales. A ello se sumó la imposibilidad de captar la demanda ancla, cuyos consumidores mantenían contratos con comercializadores de GNC y GNL con penalidades significativas por terminación anticipada.

A este contexto se añadió un tercer factor: los retrasos en la ejecución de infraestructura crítica. El contrato preveía que la POC debía realizarse el 31 de octubre de 2015; sin embargo, el hito se alcanzó recién el 5 de diciembre de 2017, con más de dos años de retraso respecto del cronograma contractual. Este incumplimiento tuvo impactos relevantes, pues postergó el inicio de la prestación del servicio público, generó mayores costos financieros para la concesionaria, permitió que los comercializadores continúen con sus estrategias comerciales agresivas, y pudo afectar la credibilidad comercial del proyecto frente a los usuarios potenciales.

En conjunto, estos factores —la sobreestimación de la demanda, la imposibilidad de incorporar a la demanda ancla y los retrasos en infraestructura esencial— configuraron un escenario adverso que erosionó la sostenibilidad del proyecto y contribuyó de manera decisiva a la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste.

Tabla 7: Brecha de demanda 2018 – 2024 (MMPCD)

Año	Demanda esperada	Demanda real	Brecha de demanda
2018	4.68	0.79	-3.89
2019	5.19	2.72	-2.47
2020	5.82	3.10	-2.72
2021	6.27	3.43	-2.84
2022	6.27	3.73	-2.54
2023	6.27	3.48	-2.79
2024	6.27	3.32	-2.95
Total	**40.77**	**20.56**	**-20.21**

Fuente: Proinversión y Osinergmin. Elaboración propia

Al respecto, en la tabla muestra que, en el año que caducó la concesión, solo se había alcanzado el 54.4% de los ingresos estimados.

Tabla 8: Brecha de ingreso 2018 – 2020, en millones de soles

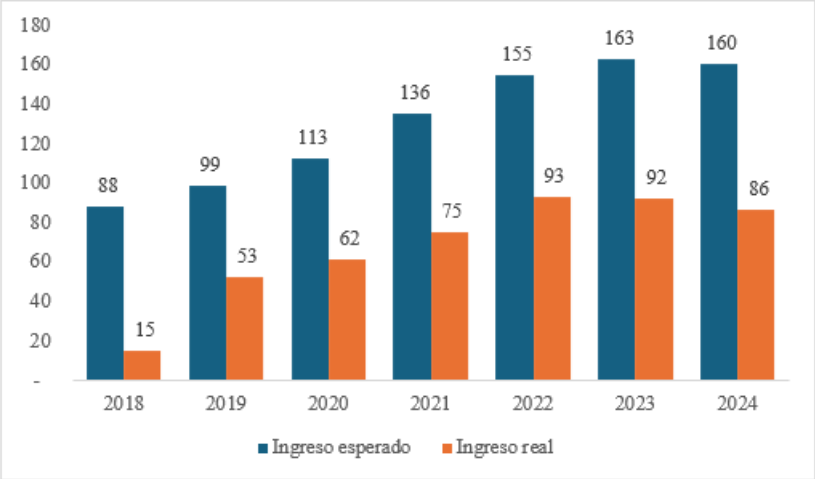
Año	Ingreso esperado	Ingreso real	Brecha de ingreso	Cumplimiento
2018	88	15	73	17.2%
2019	99	53	46	53.0%
2020	113	62	51	54.4%

Fuente: Proinversión y Osinergmin. Elaboración propia

En el gráfico siguiente se registra que, durante el periodo 2018 – 2024, se mantuvo la brecha. Los ingresos efectivamente obtenidos representaron en promedio solo el 50% de los ingresos esperados. Cabe precisar que los ingresos se estimaron a precio final, que incluye el costo del gas natural y de su transporte, conceptos que el concesionario traslada al usuario (passthrough). Por ello, la brecha estimada refleja

la variación de la facturación total de la concesión y no únicamente la de los márgenes que remuneran al concesionario (de distribución, comercial y, cuando corresponde, de promoción), aunque ambas se mueven en la misma dirección, pues dependen del mismo volumen de demanda.

Gráfico 2: Comparación entre los ingresos estimados y los ingresos reales de la Concesión Suroeste 2018 – 2024, en millones de soles



Fuente: Proinversión y Osinergmin. Elaboración propia

4.1.4.3. Propuesta de conexiones y el riesgo de su viabilidad

El contrato establecía como obligación mínima la conexión de aproximadamente 30 mil usuarios durante el primer plan de conexiones; el segundo postor propuso alrededor de 34 mil. Sin embargo, el adjudicatario ofreció conectar 64 mil usuarios, más del doble del mínimo requerido. Según el Libro Blanco, el esquema tarifario había sido diseñado sobre la base de un máximo de 52,027 viviendas anilladas, es decir, viviendas ubicadas frente a la red de distribución y con posibilidad de conectarse. La brecha entre las proyecciones oficiales y la meta ofertada debió generar alertas, dado que implicaba obligaciones que excedían los parámetros técnicos. En otras palabras, la meta de 64 mil conexiones superaba incluso el número de viviendas que la red prevista podía alcanzar. La literatura define una propuesta temeraria como aquella que hace presumir que no podrá ser cumplida por sostener condiciones inviables técnica o financieramente (Correa, 2002).

La falta de mecanismos para identificar desviaciones significativas entre las metas ofertadas y las estimaciones técnicas evidenció una debilidad del proceso de adjudicación. Al no poder cumplir con las obligaciones comprometidas, el

concesionario enfrentó penalidades y mayores obligaciones financieras, incrementando su exposición al riesgo y contribuyendo a la insolvencia y, en última instancia, a la caducidad del contrato.

En conclusión, el análisis del contexto, diseño y ejecución del Contrato de Concesión Suroeste permite afirmar que la caducidad del proyecto tuvo como causa transversal una inadecuada gestión y asignación del riesgo de ingresos. La coexistencia de competencia en condiciones desiguales, la sobreestimación de la demanda, la imposibilidad de captar la demanda ancla, los compromisos de conexiones desproporcionados y los retrasos en la infraestructura crítica no solo afectaron el equilibrio económico-financiero del contrato, sino que se tradujeron directamente en ingresos reales muy inferiores a los previstos.

Estas fallas estructurales evidencian que el Concesionario quedó expuesto a un riesgo de ingresos incompatible con las condiciones del mercado del sur del país y con la dinámica competitiva derivada de la libre comercialización de GNC y GNL. El caso demuestra que, en ausencia de mecanismos adecuados de mitigación, el riesgo de ingresos puede comprometer la sostenibilidad de proyectos autofinanciados de distribución de gas natural, generando consecuencias tan graves como la insolvencia del concesionario y la terminación del contrato de concesión.

4.2.Revisión de la experiencia comparada internacional

De la revisión de la experiencia en Colombia, Argentina y Bolivia expuesta en el numeral 3.1.3 de la presente investigación, consideramos necesario señalar que las medidas de masificación no resultan aplicables al caso específico de la Concesión Suroeste. Como se resumió en el numeral 3.1.3, en los países mencionados hubo participación del Estado en la construcción de redes y de las primeras conexiones para propiciar la expansión del servicio; contrariamente en Perú, se dejó la expansión a la inversión privada en primer lugar, sin usar recursos públicos para tal fin.

En el caso de Colombia, los recursos del Fondo Especial Cuota de Fomento son públicos y sirven para la cofinanciación de proyectos de infraestructura; no obstante, en Perú actualmente no contamos con un fondo de recursos públicos, pues los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) no tienen naturaleza pública y su destino no se aboca exclusivamente a la distribución de gas natural. Por otro lado, si bien el Plan de Abastecimiento de Gas Natural aprobado en Colombia en 2020

contempla que el Estado asuma el riesgo de demanda mediante garantías de ingresos fijos, este esquema equivale, en sus efectos, a los mecanismos de ingreso garantizado y a la RPI evaluados en los numerales 4.3 y 4.6, cuya implementación en el Perú enfrenta las restricciones operativas y presupuestales allí señaladas. Además, dicho Plan está orientado principalmente a la infraestructura de suministro y transporte, mientras que en la Concesión Suroeste el reto es la expansión de la distribución. Por su parte, los contratos BOMT empleados en Colombia se aplicaron a la infraestructura de transporte y no a la distribución, por lo que tampoco resultan trasladables al caso analizado.

No obstante, la experiencia colombiana sí aporta un elemento relevante para la propuesta de esta investigación. El Fondo Especial Cuota de Fomento se financia con un cargo aplicado sobre el servicio de transporte de gas natural y se destina a extender la cobertura a usuarios de menores ingresos (Ruiz Caro, 2023). Esta lógica de financiamiento es análoga al recargo previsto en la Ley 32315 para financiar el mecanismo de compensación, lo que respalda su viabilidad. Asimismo, la experiencia colombiana muestra que la expansión acelerada sin revisión de costos terminó trasladándose a los usuarios finales (CONPES, 2002), lo que justifica incorporar en la propuesta un plazo de vigencia, metas verificables y una reducción progresiva de la compensación, conforme se desarrolla en la Recomendación 2.

Respecto de Argentina, cuya medida considera subsidios solo a población con menores ingresos, consideramos que ello ya se encuentra en línea con uno de los programas del FISE orientado al financiamiento de la conexión de usuarios con menores recursos; no obstante, es importante aclarar que actualmente no existe un subsidio directo a los consumidores residenciales de menores ingresos o de menor consumo, como sí sucede con el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) en la distribución de electricidad.

En cuanto a Bolivia, consideramos que un subsidio desmedido y una tarifa congelada, que fueron las medidas adoptadas en dicho país, tampoco son el camino por replicar en la Concesión Suroeste. Si bien con ello, el Estado impulsó la expansión, al no ser medidas cuya permanencia esté garantizada, se podría terminar afectando a los usuarios a largo plazo. Esta experiencia confirma la necesidad de que cualquier mecanismo de compensación tenga carácter temporal, metas verificables y una regla de salida, aspectos que se incorporan en la propuesta.

Contraste con la administración de Petroperú (2020-2026). Tras la caducidad, la concesión pasó a ser operada por Petroperú en virtud de un encargo especial, con transferencias de recursos públicos por S/ 21.65 millones y con proyectos de expansión de redes financiados por el FISE. Pese a ello, la demanda de la concesión pasó de 3.10 MMPCD en 2020 a 3.32 MMPCD en 2024, y el número de usuarios regulados se incrementó de alrededor de 12,500 al momento de la caducidad a aproximadamente 14,331 a abril de 2026, con una cobertura que a agosto de 2024 apenas alcanzaba el 2% de los hogares del área concesionada. Asimismo, cinco industrias que tenían contrato de suministro con Naturgy no suscribieron contrato con Petroperú. Este resultado indica que el cambio de operador —de un privado autofinanciado a una empresa estatal con respaldo de recursos públicos— no modificó sustancialmente la evolución de la demanda, lo que refuerza la conclusión de que la restricción principal de la concesión se encuentra en la competitividad del precio final frente a los energéticos sustitutos y no únicamente en el esquema de recuperación de la inversión.

4.3. Revisión de mecanismos tradicionales para la mitigación del riesgo de ingresos del Concesionario

La caducidad del Contrato de Concesión Suroeste evidenció deficiencias estructurales en la mitigación del riesgo de ingresos, lo que obliga a replantear los mecanismos destinados a asegurar la sostenibilidad económico-financiera de proyectos de distribución de gas natural por red de ductos. La experiencia demuestra que, en regiones fuera de Lima y Callao, la masificación del gas natural enfrenta condiciones especialmente adversas: demanda baja, competencia intensa de energéticos sustitutos y brechas tarifarias regionales, factores que incrementan significativamente la exposición del concesionario al riesgo de ingresos.

El reconocimiento de la masificación como política pública se sustenta en los beneficios sociales que genera —como la reducción de emisiones, la sustitución de combustibles contaminantes y la mejora del bienestar de los hogares—, razones que justifican un rol activo del Estado no solo en la regulación y supervisión del servicio, sino también en la provisión de mecanismos de viabilidad económica cuando las condiciones de mercado no garantizan la sostenibilidad de las concesiones.

En este contexto, la experiencia nacional demuestra que los esquemas autofinanciados enfrentan dificultades estructurales en zonas con baja demanda ancla, desincentivando

la participación privada y elevando significativamente el riesgo de ingresos. Ante esta realidad, el cofinanciamiento se presenta como una alternativa válida para asegurar la continuidad del servicio público y su expansión sostenida.

Para ello, el ordenamiento contempla diversos mecanismos que permiten reconocer la inversión privada y cubrir los costos de operación y mantenimiento bajo esquemas que preservan la eficiencia y transparencia en el uso de recursos públicos. Sin embargo, no todos ellos resultan adecuados para proyectos de distribución de gas natural por red de ductos en regiones con baja densidad poblacional y alto nivel de incertidumbre en la demanda.

Entre las alternativas existentes para el caso específico de la Concesión Suroeste, la Retribución por Inversión (RPI) se configura como el mecanismo más idóneo, pues ofrece certeza financiera desde el cierre del contrato, facilitando el acceso al financiamiento y reduciendo el costo del capital, elementos críticos en proyectos donde la recuperación del CAPEX vía tarifas es insuficiente. Su principal ventaja radica en separar los riesgos de inversión —cubiertos mediante recursos públicos— de los riesgos operativos, eliminando la dependencia exclusiva de los ingresos tarifarios en contextos donde la demanda es volátil o insuficiente. De este modo, se asegura la culminación de las obras y la puesta en operación del servicio, evitando escenarios de caducidad como el ocurrido en la Concesión Suroeste.

Por el contrario, mecanismos como el Ingreso Mínimo Anual Garantizado (IMAG) no resulta adecuado en este proyecto. Aunque busca cubrir la diferencia entre los ingresos reales y un umbral garantizado, su activación depende directamente del comportamiento de la demanda, manteniendo al concesionario expuesto al riesgo de ingresos durante las etapas iniciales del proyecto. Además, en el sector de distribución de gas natural, existen mecanismos tarifarios que permiten reconocer parte de los costos operativos, lo que reduce la necesidad de esquemas como el IMAG.

Asimismo, la aplicación de las bandas de demanda en la Concesión Suroeste presentaría limitaciones, pues requieren proyecciones de demanda fiables para establecer pisos y techos de ingresos. En zonas donde la masificación enfrenta barreras estructurales —como densidad poblacional baja, competencia con energéticos sustitutos y falta de demanda industrial— este instrumento pierde efectividad como mecanismo de estabilización de ingresos.

El pago por disponibilidad (PPD), aunque eficaz en sectores como salud o educación, resulta poco adecuado para la distribución de gas natural por red. Su implementación implicaría que el Estado asuma prácticamente la totalidad del costo operativo para asegurar la disponibilidad del servicio, lo cual desnaturaliza el modelo de concesión y genera una carga fiscal difícil de sostener a largo plazo. Además, a diferencia de la RPI, el PPD suele asociarse a riesgos de disponibilidad y a un mayor costo financiero, lo que puede encarecer la participación privada.

A ello se suma que la RPI presenta un menor costo de financiamiento, al no estar sujeta al riesgo de disponibilidad ni a incertidumbre en los flujos de pago, lo que permite reducir el aporte de capital exigido al operador privado y, con ello, ampliar la competencia en las licitaciones. Esta mayor competencia redunda en mejores ofertas económicas, ya sea en forma de tarifas más bajas para los usuarios o de menores niveles de cofinanciamiento para el Estado.

En síntesis, la RPI se configura como el mecanismo más adecuado para la Concesión Suroeste y para proyectos cofinanciados de distribución de gas natural en regiones con baja demanda ancla. Su diseño permite asegurar al Concesionario la recuperación del CAPEX, reducir la exposición al riesgo de ingresos y facilitar el acceso al financiamiento, todo ello sin desnaturalizar la lógica de la concesión ni comprometer la eficiencia en la ejecución.

La evidencia derivada de la Concesión Suroeste demuestra que, en ausencia de mecanismos de este tipo, los proyectos autofinanciados quedan expuestos a riesgos que pueden comprometer su sostenibilidad e incluso llevar a su caducidad, afectando la continuidad del servicio público y la política nacional de masificación del gas natural.

4.4. Revisión de mecanismos específicos de la industria para la mitigación del riesgo de ingresos

La experiencia de la Concesión Suroeste demuestra que, además de los mecanismos tradicionales de mitigación del riesgo de ingresos, existen herramientas específicas del sector gasífero que pueden contribuir a reducir la exposición del concesionario en contextos de demanda incierta.

En esta sección se revisan dichos mecanismos —particularmente aquellos vinculados a la regulación de la competencia, la aplicación de la Ley 32315 y el uso de recursos del FISE— con el fin de identificar cómo podrían incorporarse o fortalecerse en futuros

procesos licitatorios para garantizar la sostenibilidad del servicio público y apoyar la política de masificación del gas natural en el país.

4.4.1. Regulación de la competencia en las áreas concesionadas

La coexistencia entre concesionarios de distribución por red de ductos y comercializadores de GNC y GNL ha configurado un escenario de asimetría regulatoria que afecta directamente la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones.

Como se ha señalado en este Informe de Investigación, mientras los concesionarios deben cumplir obligaciones estrictas de inversión, cobertura y calidad bajo un régimen tarifario regulado, los comercializadores operan en libre mercado sin compromisos equivalentes. Este desequilibrio ha favorecido el fenómeno de *cream skimming* o descreme, mediante el cual los comercializadores captan clientes industriales de alta rentabilidad, dejando al concesionario la atención de usuarios residenciales de baja rentabilidad y comprometiendo el esquema de subsidios cruzados sobre el cual se sustenta la viabilidad del servicio en regiones con demanda limitada.

Frente a esta problemática, resulta indispensable que el Estado retome la iniciativa normativa planteada en el Proyecto de Decreto Supremo publicado en 2019 mediante Resolución Ministerial N° 115-2019-MEM/DM, que proponía modificar el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL para limitar la competencia directa en áreas concesionadas. La propuesta se justificó en el principio de economía social de mercado: si bien la libre competencia promueve eficiencia, la participación irrestricta de comercializadores en segmentos rentables desincentiva la inversión en redes y eleva tarifas para usuarios residenciales.

En esa línea, la normativa podría disponer que la autorización para comercializar GNC y GNL en áreas concesionadas tenga vigencia solo hasta que el concesionario solicite al MINEM la delimitación de la zona de prestación del servicio, exigiendo la presentación de un plan de desarrollo de redes con cronograma y metas de conexiones. Para evitar interrupciones, los contratos vigentes con comercializadores podrían mantenerse por un plazo transitorio. Asimismo, se propone que el concesionario conecte un número mínimo de usuarios residenciales proporcional al

consumo industrial atendido, fiscalizado por OSINERGMIN, con posibilidad de revertir la exclusividad ante incumplimientos.

La implementación de estas medidas permitiría recuperar las eficiencias del monopolio natural, reducir tarifas para los usuarios residenciales y fortalecer la sostenibilidad de concesiones autofinanciadas, al tiempo que se mantiene la posibilidad de que los comercializadores atiendan temporalmente zonas sin cobertura por red, evitando restricciones innecesarias a la competencia. En conjunto, estas disposiciones contribuyen a reducir el riesgo de ingresos del concesionario y a consolidar un marco que favorezca la masificación del gas natural en regiones donde históricamente la demanda ha sido insuficiente para sostener proyectos autofinanciados.

4.4.2. Reformulación y aplicación de la Ley 32315

La Ley 32315 crea el mecanismo de compensación para el acceso descentralizado al gas natural, que establece una tarifa nivelada para usuarios regulados con consumos menores a 50 000 m³/mes, con el propósito de reducir las marcadas diferencias tarifarias entre Lima y las regiones. No obstante, se advierte que la exclusión de grandes consumidores reduce la base de usuarios que financian el sistema, limitando su capacidad para sostener la expansión de redes y comprometiendo la sostenibilidad de las concesiones autofinanciadas.

Cabe señalar que el proyecto original de la Ley contemplaba que el beneficio tarifario alcanzara a usuarios con consumos de hasta 900 000 m³/mes (o 30,000 m3/día), lo que incluía a consumidores de gran escala y que aún se encuentran en el límite para ser considerado cliente del mercado regulado. Esta amplitud buscaba asegurar economías de escala y fortalecer el esquema de subsidios cruzados que permite financiar la masificación. Sin embargo, durante el debate legislativo, el Congreso redujo drásticamente el límite a 50 000 m³/mes, restringiendo el alcance del mecanismo casi exclusivamente al segmento residencial y a pequeñas empresas, cuyos consumos no alcanzarían para promover la expansión de las redes de ductos de gas natural.

Se debe tener en cuenta que, según OSINERGMIN (2025), al tercer trimestre del 2025, solo el 9% (0,33 MMPCD) del consumo de gas natural de la Concesión

Suroeste era de uso residencial y comercial, mientras que, en la Concesión Norte, este alcanzaba el 41% (3,39 MMPCD) de la demanda total de la concesión.

A juicio de los autores, esta modificación desnaturaliza el objetivo de la Ley. Al excluir a los grandes consumidores, se elimina la posibilidad de que estos financien el sistema (como sucede en Lima y Callao) y se reduce significativamente el impacto del mecanismo en la masificación.

Además, el tope de 50 000 m³/mes genera distorsiones competitivas. Al dejar fuera del beneficio tarifario a los consumidores más intensivos, estos continúan contratando con comercializadores de GNC y GNL a precios más competitivos, lo que debilita al concesionario en dos dimensiones: (i) limita su capacidad para captar demanda ancla, indispensable para sostener el esquema tarifario, y (ii) perpetúa el descreme del mercado, en el que los comercializadores atienden a clientes rentables mientras el concesionario asume la atención de usuarios de baja rentabilidad bajo tarifas reguladas.

Si bien la Ley 32315 constituye un avance normativo importante al reconocer formalmente la necesidad de reducir brechas tarifarias y promover el acceso equitativo al gas natural, su alcance real se ha visto reducido por la modificación del umbral de consumo. En su forma actual, la norma no genera incentivos suficientes para atraer inversión privada ni garantiza la sostenibilidad de las concesiones autofinanciadas en regiones con baja demanda.

Por ello, resulta necesario reformular la Ley 32315 ampliando el límite de consumo —idealmente, volviendo al umbral previsto en el proyecto original (900 000 m³/mes)— o, al menos, incrementándolo significativamente. Solo con un universo ampliado de usuarios será posible generar las economías de escala necesarias, fortalecer el subsidio cruzado y viabilizar la expansión de redes en regiones donde el riesgo de ingresos es especialmente elevado.

Una tarifa nivelada aplicable a un grupo más amplio de consumidores permitiría reducir tarifas en zonas alejadas, mejorar la competitividad del gas natural frente a energéticos sustitutos, aspectos que permiten mitigar el riesgo de ingresos y atraer inversión privada y enviar una señal clara sobre el compromiso estatal con la masificación. De este modo, el mecanismo de compensación dejaría de ser un beneficio marginal para convertirse en una herramienta efectiva para cerrar brechas

energéticas y asegurar la sostenibilidad económico-financiera de los proyectos de distribución de gas natural por red de ductos.

4.4.3. Subsidios y transferencias del FISE

Los recursos del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) han sido expresamente excluidos de la categoría de recursos públicos en la normativa peruana, lo que genera un efecto jurídico relevante: permite que los aportes del FISE se destinen a proyectos de distribución de gas natural sin alterar la naturaleza autofinanciada de las concesiones. En otras palabras, el uso del FISE no configura un aporte directo del Tesoro Público ni implica compromisos presupuestales del Estado, por lo que no desnaturaliza el modelo contractual ni modifica su calificación jurídica.

La importancia de destinar recursos del FISE al CAPEX radica en que la inversión inicial en infraestructura constituye la principal barrera para la masificación del gas natural en regiones con baja demanda ancla. Al financiar parcial o totalmente la construcción de redes de distribución, plantas satélite de regasificación y acometidas, se reduce la carga financiera del concesionario, se mejora la bancabilidad del proyecto y se mitiga el riesgo de ingresos, especialmente en contextos donde la recuperación vía tarifas resulta insuficiente. Este aporte facilita una expansión más rápida del servicio y permite que poblaciones vulnerables accedan a una fuente energética más limpia, económica y segura.

Además, el uso del FISE para financiar infraestructura se alinea con los objetivos de inclusión social energética previstos en la Ley 29852 y sus modificatorias. Al focalizar recursos en zonas donde la rentabilidad privada es limitada, se corrigen asimetrías territoriales, se promueve la equidad en el acceso al gas natural y se fortalece la política pública de masificación, particularmente en áreas donde el mercado por sí solo no genera señales suficientes para atraer inversión privada.

4.5. Criterios para seleccionar al mecanismo óptimo para la nueva Concesión Suroeste

4.5.1. Viabilidad jurídica

La viabilidad jurídica constituye un criterio esencial, pues la validez de cualquier mecanismo propuesto debe examinarse a la luz de los mandatos constitucionales y la legislación sectorial. El mecanismo debe ser compatible con los principios de libertad

de empresa y libre competencia (artículos 58 y 61 de la Constitución), representar un cambio nulo o menor respecto de la legislación vigente, y no afectar la seguridad jurídica ni la confianza de los inversionistas. Mientras mayor sea el rango normativo a modificar, mayores serán el tiempo, costo político y riesgo de que la reforma no prospere. Por ello, este criterio también recoge el tiempo que demanda contar con las normas necesarias para aplicar el mecanismo, incluida su reglamentación.

4.5.2. Viabilidad operativa

La viabilidad operativa mide la carga institucional y procedimental adicional que cada mecanismo exige al Estado (MINEM, PROINVERSIÓN y OSINERGMIN), tanto para su implementación como para su administración durante la ejecución contractual, respecto de los procedimientos vigentes del modelo autofinanciado. La experiencia acumulada por el MINEM y PROINVERSIÓN demuestra que todos los proyectos de concesión de distribución de gas natural han sido estructurados bajo el modelo autofinanciado, por lo cual no existe experiencia sobre la aplicación de mecanismos de cofinanciamiento en este tipo de proyectos. La adopción de esquemas cofinanciados implicaría desarrollar capacidades institucionales nuevas y generaría fricciones operativas. Actualmente, la normativa prevé que los proyectos cofinanciados deben seguir una serie de procesos adicionales vinculados con la verificación de hitos, la administración de fideicomisos y el control a cargo de entidades como la Contraloría General de la República. La cartera actual de PROINVERSIÓN incluye el proyecto de masificación para la zona Suroeste nuevamente como autofinanciado, lo que evidencia la preferencia institucional por este modelo (PROINVERSIÓN, 2023). Los aspectos presupuestales se valoran en el criterio de modalidad de financiamiento y la necesidad de aprobar o modificar normas, en el de viabilidad jurídica, de modo que cada criterio mide un aspecto distinto.

4.5.3. Viabilidad de la modalidad de financiamiento

Los proyectos autofinanciados transfieren el riesgo de financiamiento al privado, por lo que, modificar el modelo autofinanciado e incorporar cofinanciamiento podría generar desincentivos para la eficiencia en costos, pues los concesionarios podrían percibir una menor presión por optimizar inversiones si existe una garantía de repago estatal. Además, la adopción de un esquema cofinanciado exige la obtención de asignaciones presupuestarias que resultarían complejas debido a la restringida

disponibilidad de recursos públicos para atender múltiples demandas sectoriales, lo que podría devenir en proyectos redimensionados o postergados. Cabe precisar que este componente presupuestal se valora exclusivamente bajo el criterio de modalidad de financiamiento, y no bajo el criterio de viabilidad jurídica. El motivo es que las aprobaciones presupuestales constituyen actos de gestión interna del Estado —transferencias, programación multianual o incorporación de partidas— comunes a cualquier proyecto que involucre recursos públicos, y no un cambio normativo que comprometa la validez del mecanismo frente al ordenamiento vigente. Imputar este factor como diferenciador de viabilidad jurídica supondría, además, presumir de antemano la fuente específica de financiamiento, lo cual excede el alcance de este análisis.

4.6.Selección del mecanismo final para la nueva Concesión Suroeste

En la presente sección se realiza un análisis comparativo de los principales mecanismos identificados para mitigar el riesgo de ingresos en concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, aplicando los criterios de viabilidad jurídica, operativa y de financiamiento previamente definidos. El propósito es determinar cuál de estos mecanismos se alinea mejor con la pregunta de investigación y la hipótesis central de la tesis, orientadas a identificar qué mecanismo resulta idóneo para garantizar la sostenibilidad de la futura licitación de la Concesión Suroeste. Para ello, se examinan las siguientes alternativas: la regulación de la competencia en áreas concesionadas, la reformulación y aplicación de la Ley 32315 y el cofinanciamiento estatal mediante la RPI.

No se considera el mecanismo de control de propuestas temerarias como opción de análisis, ya que su función es eminentemente preventiva y opera exclusivamente en la etapa de adjudicación. Este mecanismo actúa como filtro previo que permite descartar ofertas inviables técnica o económicamente, reduciendo la probabilidad de que se incorporen metas desproporcionadas que incrementen el riesgo de incumplimiento. Sin embargo, dicho control no actúa durante la ejecución contractual ni modifica la exposición del concesionario al riesgo de ingresos, entendido como la variabilidad de la demanda y los ingresos a lo largo de la vida del contrato. Su impacto indirecto —orientado a evitar que se comprometan metas irrealistas— no incide sobre los factores

estructurales que generaron la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste, como la competencia desregulada del GNC/GNL o la insuficiencia de demanda ancla.

En relación con los recursos del FISE, si bien el marco normativo vigente permite que este fondo financie inversiones en infraestructura sin alterar la naturaleza autofinanciada de los contratos —debido a su exclusión expresa como recurso público—, su alcance es limitado. El FISE está destinado a múltiples fines de inclusión energética y sus recursos deben distribuirse entre varios programas, lo que restringe su capacidad para actuar como mecanismo estructural de mitigación del riesgo de ingresos. Por tanto, el FISE constituye un complemento útil, pero no puede considerarse el mecanismo principal para asegurar la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones en regiones con baja demanda. Ello no impide que el FISE actúe como fuente de financiamiento del mecanismo de compensación previsto en la Ley 32315, conforme se detalla más adelante; lo que se descarta es su uso como mecanismo autónomo de mitigación.

Cabe traer a colación el caso de la licitación de la Concesión 7 Regiones, en la que se propuso que como parte de los ingresos del Concesionario este cuente con un "Mecanismo de Ingresos Complementarios" que sería pagado al Concesionario por cada usuario conectado del Plan Mínimo de Conexiones, y que estaría respaldado por el Sistema de Seguridad Energética (SISE) creado con la Ley 29852; no obstante, este mecanismo no fue lo suficientemente atractivo para ninguna empresa, por lo que dicha licitación terminó siendo declarada desierta.

En consecuencia, la selección de mecanismos debe enfocarse en aquellos que incidan de manera directa y estructural sobre el riesgo de ingresos, y que, al mismo tiempo, cumplan con los criterios de viabilidad jurídica, operativa y de financiamiento necesarios para garantizar su pronta implementación dentro del marco regulatorio vigente.

Sobre la regulación de la competencia en áreas concesionadas, y al aplicar los criterios de viabilidad jurídica, operativa y financiamiento al mecanismo de regulación de la competencia en áreas concesionadas, se advierte que, si bien representa una alternativa técnicamente sólida para mitigar el riesgo de ingresos en concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, su implementación enfrenta desafíos normativos y constitucionales de considerable magnitud. Este punto es especialmente relevante para

la investigación, porque la competencia desregulada del GNC/GNL constituyó uno de los factores determinantes de la caducidad de la Concesión Suroeste, según la hipótesis desarrollada.

La modificación del Reglamento de Comercialización implicaría evaluar la compatibilidad de estas restricciones con los principios constitucionales de libre empresa y libre competencia (artículos 58 y 61 de la Constitución), en la medida en que limitar la actividad de comercializadores de GNC/GNL en áreas concesionadas para favorecer al concesionario de red plantea el riesgo de que el Estado promueva, de facto, una posición de exclusividad de mercado, lo que podría cuestionarse frente al mandato constitucional de facilitar y vigilar la libre competencia. Por ello, a diferencia de un mero trámite de gestión presupuestal, este es un obstáculo de validez normativa que puede derivar en un control de compatibilidad con resultado incierto. La experiencia reciente confirma estas dificultades: los intentos del MINEM para limitar la competencia del GNC/GNL han encontrado resistencias normativas y políticas que han retrasado reformas sustantivas durante años, perpetuando la asimetría competitiva que —según el análisis del capítulo 4.1— incrementó significativamente el riesgo de ingresos del concesionario en la Concesión Suroeste.

Si bien esta alternativa es técnicamente pertinente, insistir en ella como mecanismo principal podría generar demoras significativas, lo cual no resulta coherente con el objetivo de identificar un mecanismo viable para garantizar la sostenibilidad de la nueva concesión Suroeste en el corto y mediano plazo, como exigen los objetivos de investigación. Por tanto, aunque defendible y legítima, la regulación de la competencia no se presenta como el mecanismo óptimo para responder a la pregunta de investigación.

Sobre la precisión y aplicación de la Ley 32315, específicamente respecto al mecanismo de compensación para nivelar precios entre regiones, debe notarse que esto se configura como un mecanismo que cumple de manera destacada con los criterios de viabilidad jurídica, operativa y de financiamiento. A diferencia de la regulación de la competencia, no requiere modificar principios constitucionales ni alterar sustancialmente la normativa vigente, sino únicamente ajustar el alcance del mecanismo de compensación tarifaria. Ello facilita su tramitación legislativa y reduce el riesgo de controversias.

Este punto es crucial indicar que la Ley 32315 permite corregir dos de los factores identificados como causas de la caducidad del contrato original —la competencia en condiciones desiguales y la incorrecta estimación de la demanda—, tal como se expone en la hipótesis y en los objetivos específicos. Al ampliar el universo de beneficiarios de la tarifa nivelada, la ley reduce la brecha tarifaria entre el concesionario y los comercializadores de GNC/GNL, fortaleciendo la competitividad del servicio distribuido por red y disminuyendo el riesgo de ingresos asociado al descreme del mercado, lo que a su vez conlleva a dar una señal de igualdad entre los usuarios de la misma categoría en las diferentes concesiones, incentivando la descentralización.

Si se compara el precio final del año 2024 de la Concesión de Lima y Callao, con el de la actual Concesión Suroeste observamos que la diferencia del precio final de la categoría A (residencial) es de hasta 106% más en el caso Suroeste y de hasta 146% más en el caso de los consumidores de mayor consumo, como se puede ver a continuación. Cabe precisar que, al no coincidir los rangos de consumo de las categorías tarifarias de ambas concesiones, la comparación se realiza entre categorías equivalentes y tiene carácter referencial:

Tabla 9: Comparativo de los precios finales 2024

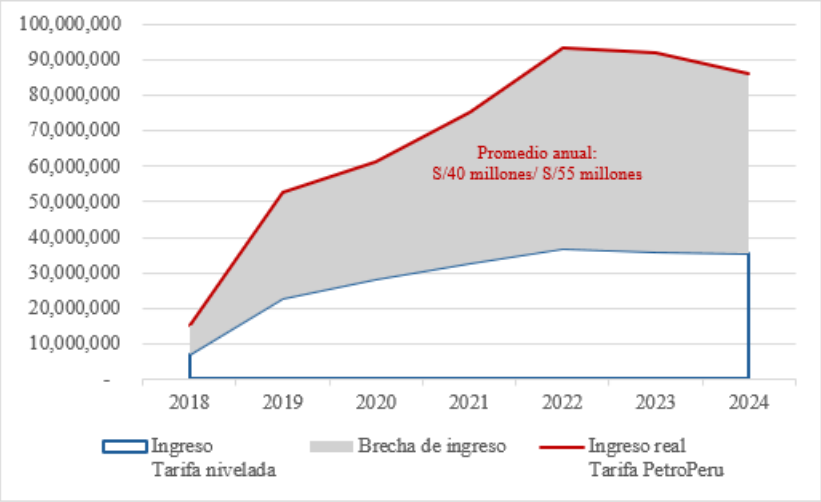
Suroeste		**Lima y Callao**	
Categoría	**Precio Final (S/./m3)**	**Categoría**	**Precio Final (S/./m3)**
A (0 a 100)	2.93*	A1 sin Promoción (0 a 30)	1.79
		A1 con Promoción (0 a 30)	1.42
B1 (101 a 300)	4.60	A2 sin Promoción (31 a 300)	1.55
		A2 con Promoción (31 a 300)	1.19
B2 (301 a 19 000)	3.09	B (301 a 17 500)	1.26
D (19 001 a 900 000)	2.47	C (17501 a 300 000)	1.00

Elaboración propia. Pliegos tarifarios publicados en Datos abiertos de OSINERGMIN. (*) Incluye margen por promoción.

Ahora bien, debido a que se desconoce el impacto de la implementación de la norma en la demanda y tampoco es conocido el valor de la tarifa nivelada, se utilizan referencialmente los datos históricos publicados por OSINERGMIN y se plantea el siguiente escenario: si la tarifa de la Concesión Suroeste se hubiera nivelado con las aplicadas en Lima y Callao por Cálidda, se estima que el monto de compensación anual

ascendería a aproximadamente S/40 millones. Esta estimación se consigue comparando los ingresos reales del periodo 2018 – 2024, calculados con los precios finales promedio de Petroperú versus a los ingresos que hubieron sido percibidos utilizando los precios finales promedio de Cálidda durante el mismo periodo y con la misma demanda. Asimismo, si se excluyeran los primeros años de operación y se considerara solo el periodo 2022-2024, la compensación anual ascendería a S/ 55 millones.

Gráfico 3: Brecha de ingreso, según tarifas comparadas de Petroperú y Cálidda 2018 – 2024, en millones de soles



Fuente: Datos abiertos OSINERGMIN. Elaboración propia

Asimismo, al incrementar la base potencial de demanda mediante la ampliación del mecanismo de compensación, la Ley 32315 contribuye a corregir el problema de estimaciones de demanda insuficientemente fundamentadas, identificado en el capítulo 4.1 como un factor crítico en la caducidad de la Concesión Suroeste. De esta forma, la reforma normativa mejora la predictibilidad de los ingresos, favorece la bancabilidad del proyecto y reduce la vulnerabilidad del concesionario frente a escenarios de demanda baja o incierta.

Al respecto, cabe anotar que, a la fecha, la brecha de usuarios en la Concesión Suroeste es aún bastante amplia, como podemos notar al comparar la cantidad de usuarios eléctricos regulados en los departamentos de Arequipa, Moquegua y Tacna, que según OSINERGMIN al tercer trimestre de 2025 alcanza un total de 726,202 usuarios, con la cantidad de usuarios regulados de gas natural reportados por Petroperú que apenas alcanza aproximadamente los 14,331 usuarios a abril de 2026, según el MINEM.

Por estas razones —y en coherencia con la pregunta de investigación—, la precisión y aplicación adecuada de la Ley 32315 emerge como el mecanismo más eficiente y viable para mitigar el riesgo de ingresos y asegurar la sostenibilidad de la futura licitación de la Concesión Suroeste.

Finalmente, respecto al mecanismo de cofinanciamiento por RPI, se considera que es jurídicamente viable y cuenta con precedentes exitosos en otros sectores de infraestructura; sin embargo, presenta limitaciones importantes desde la perspectiva operativa y financiamiento por la política sectorial. La transición desde el modelo autofinanciado —predominante en el subsector— hacia un esquema cofinanciado implicaría mayores exigencias institucionales, nuevas aprobaciones presupuestales y mayor supervisión administrativa, extendiendo los plazos y aumentando los costos de implementación.

Además, el cofinanciamiento puede generar desincentivos a la eficiencia, dado que los inversionistas perciben menor presión por optimizar costos cuando la recuperación del CAPEX está garantizada. Si bien la RPI cubriría parte del riesgo de ingresos, su implementación exigiría cambios significativos en la lógica institucional de PROINVERSIÓN y del MINEM, y enfrentaría resistencias relacionadas con la disponibilidad presupuestal y la priorización del gasto público.

Por estas razones, y en consonancia con la hipótesis y objetivos de la tesis orientados a identificar mecanismos viables bajo el marco actual, la RPI no se recomienda como mecanismo principal, aunque sí puede considerarse como una alternativa válida para proyectos específicos en regiones extremadamente deficitarias.

Efectos distributivos del mecanismo de compensación tarifaria

Todo mecanismo de compensación tarifaria basado en un recargo genera, por definición, aportantes y beneficiarios, por lo que su análisis de viabilidad debe incluir un examen de su impacto distributivo. Conforme a la Ley 32315, la compensación se financia, en primer término, con recursos del FISE y, solo cuando estos resulten insuficientes, mediante un recargo en el servicio de transporte de gas natural por ductos, como se detalla más adelante. La exposición de motivos del Proyecto de Ley 679/2021-PE (Poder Ejecutivo, 2021), antecedente directo del mecanismo posteriormente incorporado en la Ley 32315, permite identificar esta estructura con relativa precisión. El recargo que financia subsidiariamente el mecanismo se aplica a los usuarios de las

concesiones de distribución conectadas al sistema de transporte por ductos, tomando como referencia los precios finales de la Concesión de Lima y Callao, por ser los más bajos. En la práctica, ello convierte a los usuarios de Lima y Callao en los principales aportantes netos del mecanismo, en la medida en que asumen el recargo sin recibir el descuento de nivelación. A ello se suman los generadores eléctricos, quienes, en el escenario de mayor impacto estimado en dicha exposición de motivos, asumirían hasta el 75% del monto total a compensar, trasladándose parcialmente dicho costo a las tarifas eléctricas de sus usuarios.

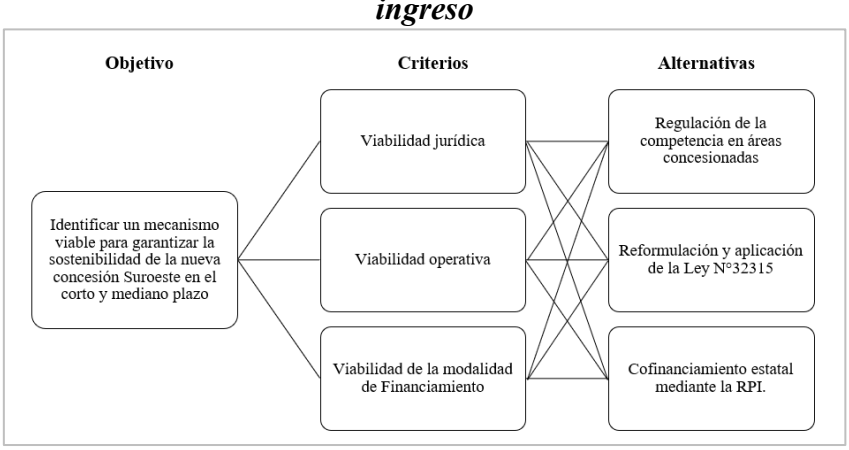
Del lado de los beneficiarios, la nivelación favorece a los usuarios ya conectados en las concesiones con tarifas más altas frente a la referencia de Lima y Callao, entre ellas la Concesión Suroeste. Sin embargo, ni la exposición de motivos del Proyecto de Ley 679/2021-PE ni el marco actual de la Ley 32315 examinan qué ocurre con los hogares que carecen de conexión a la red de gas natural, quienes no reciben el beneficio de la nivelación tarifaria pese a que, en su condición de usuarios del sistema eléctrico, podrían terminar asumiendo parte del costo del mecanismo por la vía del traslado a las tarifas eléctricas que la propia exposición de motivos reconoce como un riesgo. Este vacío resulta especialmente relevante para el caso de la Concesión Suroeste, dado el reducido nivel de penetración residencial de dicha concesión frente al universo de usuarios eléctricos regulados de su área de influencia. A ello se suma que la compensación se otorga en función del volumen consumido. Considerando que en 2024 el sector industrial representó alrededor del 92% del consumo de la Concesión Suroeste (3.05 de 3.31 MMPCD), la mayor parte de la compensación estimada en S/ 40 millones anuales se destinaría a un número reducido de usuarios industriales, 19 empresas a la fecha, y no a los hogares. Este resultado no invalida la propuesta, pues la captación de la demanda industrial es precisamente la que permite sostener la expansión de la red residencial; no obstante, evidencia que el beneficio directo de la ampliación del umbral se concentra en los grandes consumidores, lo que debe transparentarse en su diseño.

En consecuencia, la propuesta de ampliar el umbral del mecanismo de compensación tarifaria para la nueva Concesión Suroeste debe precisar en su reglamentación la secuencia de financiamiento —FISE y, de forma subsidiaria, recargo al transporte— y establecer salvaguardas que protejan a los hogares sin conexión frente a un traslado de costos que no correspondería a un beneficio recibido, a fin de que el diseño del mecanismo sea jurídicamente sólido y socialmente equitativo.

Análisis de decisiones multicriterio

A fin de reforzar lo señalado anteriormente, se aplicó el método de Proceso Analítico Jerárquico desarrollado por Saaty (1980). Para ello, se procedió a estructurar jerárquicamente el problema, habiendo definido previamente el objetivo, criterios de evaluación y las alternativas, dicha estructura es la siguiente:

Gráfico 4: Jerarquización de decisión de mecanismo sobre mitigación de riesgo de ingreso



Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Una vez establecida la jerarquización de decisión sobre el mecanismo de mitigación de riesgo de ingreso, se determina la ponderación de cada criterio. Al respecto, con el fin de evitar cualquier sesgo de un criterio sobre otro y mostrar que los tres criterios tienen el mismo impacto en el desarrollo del proyecto, se les ha asignado un nivel de importancia de 1, es decir, poseen igual importancia. De esta forma cada criterio influye de la misma manera en la evaluación de las alternativas. En consecuencia, cada criterio tiene una ponderación de 0.3333; las matrices correspondientes se presentan en el Anexo 3.

El siguiente paso consiste en desarrollar las matrices de comparaciones por pares para las alternativas con respecto a cada criterio. Para el presente trabajo, y como consecuencia del debate del grupo de investigación, se asignaron niveles de importancia, conforme a la escala de Saaty, luego se normalizaron los valores obtenidos; finalmente, se estimaron los pesos relativos a cada alternativa respecto al criterio evaluado.

Cabe resaltar que la mencionada asignación de niveles de importancia es producto del análisis crítico del equipo de investigación de declaraciones, notas de prensa e informes técnicos emitidos por especialistas e instituciones referentes del sector, tales como notas de prensa especializada, un artículo periodístico y una tesis sobre la concurrencia entre la

distribución por red y la comercialización de GNC y GNL (El Gas Noticias, 2019a, 2019b, 2019c, 2019d, 2019e, 2019f; Gestión, 2021; Olazábal Sánchez, 2019).

i) Viabilidad jurídica:

Se realiza el comparativo de pares en cada alternativa con respecto al criterio "Viabilidad jurídica", considerando que el mecanismo que no demande cambios normativos o que estos sean menores tiene mayor importancia. La implementación del cofinanciamiento estatal con RPI no requiere modificaciones normativas. Las aprobaciones presupuestales y sectoriales que exigiría su implementación se valoran en el criterio de modalidad de financiamiento (numeral 4.5.3) y no inciden en este criterio jurídico, en la medida en que constituyen actos de gestión inherentes a cualquier proyecto cofinanciado. La reformulación de la Ley 32315 cuenta con el Proyecto de Ley 14236/2025-CR en trámite en el Congreso y su mecanismo de compensación aún requiere reglamentación. La regulación de la competencia demanda evaluar su compatibilidad con los principios constitucionales de libre empresa y libre competencia (artículos 58 y 61 de la Constitución) y ha sido propuesta hasta en tres oportunidades sin conseguir aprobación. Cabe precisar que esta calificación no supone que la regulación de la competencia requiera una reforma constitucional, sino que refleja el riesgo de que la medida sea cuestionada en su validez y la falta de aprobación de las propuestas previas. Así, la reformulación de la Ley 32315 es moderadamente más importante (3) que la regulación de la competencia; el cofinanciamiento mediante RPI tiene importancia de moderada a fuerte (4) sobre la regulación de la competencia y es moderadamente más importante (3) que la reformulación de la Ley.[19]

A fin de verificar que el resultado no dependa de esta calificación, se recalculó el análisis igualando la regulación de la competencia con la reformulación de la Ley 32315 en este criterio (valor 1). La alternativa seleccionada se mantiene, con un puntaje de 0.3786, frente a 0.3699 de la regulación de la competencia y 0.2515 del cofinanciamiento mediante RPI.

[19] El Proyecto de Ley 14236/2025-CR se encuentra publicado en el portal web del Congreso de la República (enlace: https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal/#/expediente/2021/14236).

Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	>	Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	>	Regulación de la competencia en áreas concesionadas

Con estos valores, los pesos resultantes en este criterio son 0.1199 para la regulación de la competencia, 0.2721 para la reformulación de la Ley 32315 y 0.6080 para el cofinanciamiento mediante RPI, con una razón de consistencia de 0.06, inferior al límite de 0.10. La matriz de comparación, su normalización y la revisión de consistencia se presentan en el Anexo 3.

ii) Viabilidad operativa

Se realiza el comparativo de pares con respecto al criterio "Viabilidad operativa", considerando la carga institucional y procedimental adicional que cada mecanismo exige al Estado para su implementación y para su administración durante la ejecución contractual. La regulación de la competencia mantiene la naturaleza autofinanciada de la concesión y no crea flujos de recursos entre agentes, pues la fiscalización de las condiciones de exclusividad se apoya en las funciones de supervisión que OSINERGMIN ya ejerce sobre los concesionarios. La reformulación de la Ley 32315, si bien mantiene la clasificación de autofinanciado, requerirá implementar el cálculo periódico de la compensación y las transferencias de recursos entre los agentes que la financian y los concesionarios; no obstante, OSINERGMIN ya administra mecanismos de compensación similares en el sector eléctrico, como el Fondo de Compensación Social Eléctrica (FOSE) y el Mecanismo de Compensación de la Tarifa Eléctrica Residencial (Tamayo Pacheco, 2022). El cofinanciamiento mediante RPI exige crear un esquema sin precedentes en el subsector, con verificación de hitos, administración de fideicomisos y control de la Contraloría General de la República durante todo el plazo contractual. La falta de reglamentación de la Ley 32315 no se valora en este criterio, sino en el de viabilidad jurídica, por tratarse de una condición normativa previa. Así, la regulación de la competencia es moderadamente más importante (3) que la Ley 32315 y fuertemente más importante (6) que la RPI; la Ley 32315 tiene importancia fuerte (5) sobre la RPI.[20]

[20] Capítulo III de la Ley 32315

Regulación de la competencia en áreas concesionadas	>	Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	>	Cofinanciamiento estatal mediante la RPI

Con estos valores, los pesos resultantes en este criterio son 0.6270 para la regulación de la competencia, 0.2923 para la reformulación de la Ley 32315 y 0.0807 para el cofinanciamiento mediante RPI, con una razón de consistencia de 0.08 (Anexo 3).

iii) Viabilidad de modalidad de financiamiento

Se realiza el comparativo con respecto al criterio "Viabilidad sobre la modalidad de financiamiento", con preferencia por alternativas que supongan menor presión al presupuesto público. La regulación de la competencia y la reformulación de la Ley 32315 mantienen los proyectos como autofinanciados, previniendo la dependencia de asignaciones presupuestarias. La Ley 32315 es moderadamente más importante que la regulación de la competencia porque su esquema de compensación (tarifa nivelada) contribuye al incremento de la demanda, viabilizando el flujo de caja, mientras que, regular la competencia en áreas concesionadas con baja densidad industrial, no asegura la sostenibilidad económica financiera dado que las tarifas se mantendrían altas debido a los costos altos de las instalaciones. El cofinanciamiento mediante RPI tiene menor importancia porque depende de evaluaciones presupuestarias que se han complejizado tras las restricciones de las leyes de presupuesto 2025 y 2026. Así, la Ley 32315 tiene importancia muy fuerte (7) frente a la RPI y moderada (3) frente a la regulación de la competencia; esta última tiene importancia fuerte (5) sobre la RPI.

Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	>	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	>	Cofinanciamiento estatal mediante la RPI

Con estos valores, los pesos resultantes en este criterio son 0.2828 para la regulación de la competencia, 0.6434 para la reformulación de la Ley 32315 y 0.0738 para el cofinanciamiento mediante RPI, con una razón de consistencia de 0.06 (Anexo 3).

En base a las estimaciones realizadas, se registra en la siguiente tabla que la alternativa "Reformulación y aplicación de la Ley 32315" obtuvo el mayor puntaje (0.4026),

resultando ser el mecanismo de mitigación de riesgo de ingresos más adecuado que las otras dos alternativas evaluadas.

Tabla 10: Matriz multicriterio

Alternativa/ Criterio	Jurídico	Operativa	Modalidad de Financiamiento	Puntaje adquirido
	0.3333	0.3333	0.3333	
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	0.1199	0.6270	0.2828	0.3433
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	0.2721	0.2923	0.6434	0.4026
Cofinanciamiento estatal mediante RPI	0.6080	0.0807	0.0738	0.2541

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Asimismo, a fin de determinar la estabilidad y robustez de los resultados obtenidos se realizó un análisis de sensibilidad. Esta evaluación resolvió que los resultados se conservan frente a variaciones de las ponderaciones de los criterios hasta en un 30%. Los resultados detallados se presentan en el Anexo 3.

Adicionalmente, se identificó el punto de quiebre de cada criterio, esto es, el peso a partir del cual la alternativa con mayor puntaje deja de ser la reformulación y aplicación de la Ley 32315, manteniendo la proporción entre los otros dos criterios. Los resultados son los siguientes: (i) si el criterio de viabilidad jurídica supera el 53.8% del peso total, la alternativa con mayor puntaje pasa a ser el cofinanciamiento mediante RPI; (ii) si el criterio de viabilidad operativa supera el 43.4%, pasa a ser la regulación de la competencia en áreas concesionadas; y (iii) si el criterio de modalidad de financiamiento se reduce por debajo del 20.2%, también pasa a ser la regulación de la competencia.

Respecto del primer punto de quiebre, asignar a la viabilidad jurídica más del 53.8% del peso implicaría que este criterio pese más que la viabilidad operativa y la de financiamiento en conjunto, lo que no resulta coherente con el objetivo de identificar un mecanismo que pueda implementarse oportunamente en la nueva licitación de la Concesión Suroeste, para lo cual la capacidad institucional y la disponibilidad de financiamiento son tan relevantes como la viabilidad jurídica. Respecto de los otros dos puntos de quiebre, se advierte que la diferencia entre la reformulación de la Ley 32315 y la regulación de la competencia es reducida: con un peso de 43.33% en el criterio operativo, ambas alternativas obtienen puntajes prácticamente iguales (0.3861 y 0.3858).

Ello indica que se trata de alternativas cercanas y complementarias, pues ambas mantienen la naturaleza autofinanciada de la concesión, lo que es consistente con la Recomendación 4.

En consecuencia, el resultado obtenido mediante el AHP es estable frente a variaciones moderadas de los pesos de los criterios, de hasta ±30%, pero es sensible en la comparación entre la reformulación de la Ley 32315 y la regulación de la competencia. Por ello, el resultado del AHP debe entenderse como un elemento que complementa, y no sustituye, el análisis cualitativo y cuantitativo desarrollado en el presente capítulo.

Con respecto a la implementación de la alternativa seleccionada "Reformulación y aplicación de la Ley 32315", la Ley 32315 establece que la compensación será financiada con los recursos del FISE sin afectar a los programas que actualmente son beneficiados por este fondo. Y solo si los recursos de FISE no fueran suficientes se cargará al servicio de transporte de gas natural por ductos y los recargos que sean asumidos por las generadoras eléctricas serán compensados con un cargo al peaje del Sistema Principal de Transmisión Eléctrica. En ese contexto, la norma está regulada bajo un principio de autosostenibilidad, puesto que serán los agentes de este mercado quienes contribuirán con el financiamiento y no demandará recursos al tesoro público.

Es importante señalar que, la normativa vigente limita un recargo máximo hasta 25% de la tarifa de transporte de gas natural para no afectar la competitividad. Asimismo, el Regulador puede aplicar un factor de ajuste a las compensaciones unitarias cuando se requiere un mayor financiamiento por la ampliación del umbral a 900,000 m3/mes, a fin de reducir el monto del subsidio asignado a los beneficiarios.

Sin perjuicio de lo manifestado, esta medida debe tener carácter temporal hasta que el Concesionario logre captar, principalmente, la demanda ancla necesaria que permita alcanzar la sostenibilidad económica financiera de la Concesión sin mecanismos de compensación. Por ello, se plantea que esta medida tenga una vigencia entre 7 y 8 años[21] desde la Puesta en Operación Comercial (POC) y ante una eventual ampliación de dicho plazo deberá ser evaluada por el Regulador, quien debe analizar los impactos de su aplicación y de su continuidad en los agentes de este mercado. Asimismo, esta medida no

[21] Se toma como referencia el periodo de los primeros planes de conexión de las concesiones que han sido adjudicadas.

debe eximir al Concesionario de su obligación de realizar las gestiones y/o adoptar las políticas comerciales necesarias para captar y conservar su demanda.

En este contexto, y considerando que la compensación promedio anual ascendería a S/40 millones, se requerirá un financiamiento aproximado de S/317 millones para cubrir un periodo de 8 años.

Cabe advertir tres limitaciones de esta estimación. En primer lugar, el monto se calculó sobre la demanda efectivamente registrada entre 2018 y 2024; si el mecanismo cumple su objetivo de incrementar la demanda, la compensación crecerá en la misma proporción, por lo que la cifra estimada debe entenderse como un piso y no como un techo. En segundo lugar, la suficiencia de los recursos del FISE y la holgura respecto del tope de 25% sobre la tarifa de transporte deben ser verificadas por el MINEM y OSINERGMIN al reglamentar la ampliación del umbral. En tercer lugar, la propuesta no está exenta de riesgo jurídico: al reducir el precio final del gas natural distribuido por red frente al GNC y GNL, podría ser cuestionada por los comercializadores desde la perspectiva de la neutralidad competitiva. No obstante, a diferencia de la regulación de la competencia, la medida no restringe el acceso de los comercializadores al mercado, sino que se limita a ampliar el alcance de un mecanismo ya previsto en una norma con rango de ley, lo que reduce significativamente dicho riesgo.

En síntesis, el análisis desarrollado confirma que la caducidad del Contrato de Concesión Suroeste fue consecuencia directa de una asignación inadecuada y una insuficiente mitigación del riesgo de ingresos, situación agravada por la competencia en condiciones desiguales, la sobreestimación de la demanda, la imposibilidad de captar demanda ancla y las restricciones estructurales del modelo autofinanciado aplicado en regiones con baja madurez de mercado.

La revisión comparada de mecanismos jurídicos, regulatorios y económicos permitió identificar qué alternativas son efectivamente viables dentro del marco institucional peruano y cuáles pueden corregir las debilidades que condujeron al fracaso del proyecto original. En conjunto, no solo se explica por qué la concesión se volvió insostenible, sino que se sienta las bases para determinar el mecanismo óptimo capaz de garantizar la sostenibilidad económico-financiera y la continuidad del servicio en futuros procesos de distribución de gas natural por red de ductos.

4.7.Contrastación de la hipótesis

La hipótesis planteada en el numeral 1.5 sostiene que, en contextos de demanda insuficiente o incierta, la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos se asegura mediante un mecanismo que reduzca la exposición del concesionario a la variabilidad de la demanda, ya sea desvinculando la recuperación de la inversión de la evolución efectiva de la demanda, o ampliando y estabilizando la base de demanda. Para su contrastación se consideró verificada aquella vía cuyo mecanismo cumpla tres condiciones: (i) que reduzca la exposición del concesionario al riesgo de demanda identificado como causa de la caducidad; (ii) que obtenga el mayor puntaje en la evaluación multicriterio de viabilidad jurídica, operativa y de financiamiento; y (iii) que dicho resultado se mantenga en el análisis de sensibilidad.

Respecto de la primera vía, el planteamiento inicial de la investigación anticipaba que la RPI sería el instrumento idóneo, por cuanto asegura la recuperación del CAPEX con independencia de la demanda. El análisis confirma que la RPI cumple la primera condición e incluso obtiene el mayor puntaje en el criterio de viabilidad jurídica (0.6080); sin embargo, no supera los criterios de viabilidad operativa (0.0807) ni de modalidad de financiamiento (0.0738), debido a la ausencia de experiencia institucional en esquemas cofinanciados en el subsector y a las restricciones presupuestales vigentes. En consecuencia, la expectativa inicial de que la RPI fuera el mecanismo idóneo no se verifica.

Respecto de la segunda vía, la reformulación y aplicación de la Ley 32315 cumple las tres condiciones. En cuanto a la primera, la evidencia muestra que entre 2018 y 2024 la demanda real de la concesión fue, en promedio, alrededor de la mitad de la demanda esperada, y que en 2024 los precios finales de la Concesión Suroeste superaron entre 106% y 146% a los de Lima y Callao, lo que confirma que la competitividad del precio frente a los sustitutos es una restricción determinante de la demanda; al nivelar dicho precio, el mecanismo actúa directamente sobre esa restricción. En cuanto a la segunda, obtiene el mayor puntaje en la evaluación multicriterio (0.4026). En cuanto a la tercera, el resultado se mantiene ante variaciones de hasta ±30% en el peso de cada criterio.

Este resultado tiene dos límites que deben ser explicitados. Por un lado, el mecanismo no transfiere el riesgo de demanda al Estado, sino que reduce la probabilidad de que la

demanda real se aparte de la proyectada, por lo que el concesionario mantiene una exposición residual a dicho riesgo; además, la presente investigación no estimó la magnitud de la demanda adicional que generaría la nivelación tarifaria, lo que constituye una línea de investigación futura. Por otro lado, el resultado multicriterio se invertiría a favor de la RPI si el criterio de viabilidad jurídica superara el 53.8% del peso total, ponderación que, por las razones expuestas en el análisis de sensibilidad, no se considera coherente con los objetivos del trabajo.

En consecuencia, la hipótesis se verifica por la segunda vía, la ampliación y estabilización de la base de demanda, y no por la primera, como inicialmente se esperaba. Este resultado es consistente con el objetivo general del trabajo, orientado a analizar cuál es el mecanismo de mitigación del riesgo de ingresos que permite asegurar la sostenibilidad económico-financiera de las concesiones en contextos de demanda insuficiente o incierta: dicho mecanismo se identifica en la reformulación y aplicación de la Ley 32315, complementada con la RPI como alternativa para regiones con condiciones de mercado extremadamente deficitarias.

CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. La caducidad del Contrato de Concesión Suroeste tuvo como causa central una inadecuada asignación del riesgo de ingresos, circunscrito a su materialización como consecuencia del riesgo de demanda, el cual fue asumido íntegramente por el concesionario en un contexto caracterizado por baja demanda ancla, y una intensa competencia de GNC/GNL. La ausencia de mecanismos de mitigación expuso al concesionario a variaciones no gestionables que deterioraron rápidamente la sostenibilidad económico-financiera del proyecto.
2. Los mecanismos tradicionales de mitigación del riesgo de ingresos —como IMAG, PPD, bandas de demanda o RPI— presentan limitaciones en el contexto específico de la distribución de gas natural por red de ductos en regiones con baja demanda. El análisis comparado permitió determinar que la Retribución por Inversión (RPI) es técnicamente viable, pero enfrenta desafíos operativos y presupuestales dentro del modelo autofinanciado predominante, mientras que la reformulación y adecuada aplicación de la Ley 32315 reduce la exposición del concesionario a la variabilidad de la demanda al ampliar y estabilizar su base, cumpliendo con los criterios de

viabilidad jurídica, operativa y de financiamiento. En esa medida, conforme a la contrastación desarrollada en el numeral 4.7, la hipótesis planteada en el numeral 1.5 se verifica por la vía de la ampliación y estabilización de la base de demanda, mediante el mecanismo de compensación tarifaria de la Ley 32315, y no por la vía de la RPI, como inicialmente se esperaba.

3. El mecanismo más idóneo para reducir el riesgo de ingresos en la futura Concesión Suroeste es la adecuada aplicación y reformulación del mecanismo de compensación tarifaria previsto en la Ley 32315. Su ampliación permitiría disminuir la brecha tarifaria con el GNC/GNL, mejorar la competitividad del gas natural distribuido por red y ampliar la base de demanda potencial, corrigiendo dos de los factores estructurales que derivaron en la caducidad: la competencia desregulada y la insuficiente demanda "ancla".
4. La estimación realizada con información de OSINERGMIN y PROINVERSIÓN muestra que, entre 2018 y 2024, la demanda y los ingresos efectivos de la Concesión Suroeste representaron en promedio alrededor del 50% de lo previsto en el proceso de promoción, y que la nivelación tarifaria con los precios de Lima y Callao implicaría una compensación aproximada de S/ 40 millones anuales (S/ 317 millones en ocho años), financiada con recursos del FISE y, subsidiariamente, con un recargo al servicio de transporte de gas natural, sin comprometer recursos del Tesoro Público. Este monto debe entenderse como un piso, pues aumentaría en la medida en que el mecanismo logre incrementar la demanda, y su beneficio directo se concentraría en los usuarios industriales, lo que exige que el mecanismo sea temporal, esté condicionado a metas de conexión y cuente con una regla de salida.

RECOMENDACIONES

1. El MINEM y PROINVERSIÓN deben incorporar en las bases y en el contrato de la nueva licitación de la Concesión Suroeste, proyectada para 2026, mecanismos efectivos de mitigación del riesgo de ingresos y una estimación de demanda más rigurosa, alineada con la realidad del mercado regional. Ello permitirá evitar la repetición de fallas estructurales que afectaron el proyecto original y garantizar la sostenibilidad económico-financiera del servicio público.
2. El Congreso de la República, a través de la aprobación del Proyecto de Ley 14236/2025-CR (u otra iniciativa legislativa equivalente), y el MINEM, mediante la

reglamentación correspondiente, deben reformular la Ley 32315 ampliando el umbral de consumo del mecanismo de compensación tarifaria antes de la adjudicación de la nueva Concesión Suroeste, con el fin de incluir a clientes industriales y comerciales de escala significativa, generando economías de escala que fortalezcan la sostenibilidad del concesionario.

Esta propuesta debe implementarse o activarse como una medida de corto y mediano plazo puesto que coadyuva a la masificación del gas natural, en tanto que genera que este se torne en una opción más económica frente a los combustibles sustitutos y por lo tanto más atractiva para los usuarios propiciando su conexión al sistema de distribución.

Se considera que la aplicación del mecanismo es gradual por la misma situación actual de las concesiones de distribución de gas natural, toda vez que a la fecha únicamente dos concesiones (Norte y Suroeste) cumplen con los criterios para ser consideradas beneficiarias del mecanismo de compensación. En la medida que más regiones sean concesionadas, el mecanismo se irá activando progresivamente. No debiera considerarse una gradualidad por nivel de consumo, puesto que como se ha expuesto en la presente investigación, se requiere que los consumidores de mayor demanda se beneficien del mecanismo para propiciar su conexión y con ello ampliar la demanda de la concesión.

Las condiciones de activación actualmente se encuentran establecidas en la Ley 32315, por lo que el mecanismo de compensación será aplicado a través de un descuento tarifario en la facturación mensual de los usuarios de las concesiones de distribución de gas natural por red de ductos, donde el precio final del gas natural no sea inferior al valor de referencia, es decir, actualmente al precio final de las categorías de la Concesión de Lima y Callao.

La regla de salida del mecanismo consistiría en dejar de aplicarlo una vez que la concesión beneficiada logre alcanzar el valor de referencia gracias al incremento de su propia demanda o a los 8 años de la Puesta en Operación Comercial (POC) para nuevas concesiones. Una ampliación de este plazo estaría condicionada a una evaluación y aprobación del Regulador.

Para evitar que la compensación se vuelva permanente, se propone que, a partir del quinto año de vigencia, la compensación unitaria se reduzca de manera progresiva, en tramos anuales iguales, hasta extinguirse al término del octavo año. Asimismo, la continuidad del beneficio debería estar condicionada al cumplimiento de las metas

anuales de conexión comprometidas por el concesionario en su plan de inversiones, de modo que el incumplimiento de dichas metas durante dos años consecutivos determine la revisión del mecanismo por parte del Regulador, quien podrá adelantar su reducción.

El monitoreo de la aplicación del mecanismo debiera encargarse a OSINERGMIN, a efectos de que anualmente informe al MINEM si las empresas cumplen con las metas de conexión a las que se comprometen en su plan de inversiones y verificar si la cantidad de nuevas conexiones supera la cantidad que se tenía cuando el mecanismo no se encontraba vigente. Adicionalmente, se recomienda que el Estado realice un monitoreo del cierre de brecha del servicio de gas natural, puesto que a la fecha dicha información es inexistente; o en todo caso tomar como referencia el número de conexiones en electricidad y considerar dicho valor como una meta de referencia a alcanzar progresivamente. Además, el monitoreo debe incluir el nivel de competitividad del gas natural frente a los combustibles sustitutos, a fin de verificar que el precio final nivelado siga siendo más competitivo.

3. PROINVERSIÓN debe incorporar en las bases del nuevo proceso de licitación de la Concesión Suroeste mecanismos preventivos de evaluación de propuestas temerarias, garantizando que las metas de conexiones sean técnica y económicamente viables antes de la adjudicación.
4. El MINEM debe fortalecer, mediante decreto supremo que modifique el Reglamento de Comercialización de GNC y GNL, aprobado por Decreto Supremo N° 057-2008-EM, y en un plazo no mayor a un año, la regulación de la actividad de comercialización en áreas concesionadas, priorizando la expansión de redes y limitando, solo cuando sea necesario, la asimetría regulatoria que favorece el descreme del mercado por parte de comercializadores que no asumen obligaciones de inversión ni cobertura equivalentes a las del concesionario de red.
5. El MINEM y el MEF deben evaluar, en un plazo no mayor a dos años desde la adjudicación de la nueva Concesión Suroeste, mecanismos de cofinanciamiento selectivo —como la RPI— para regiones cuya demanda ancla industrial y ratio de cobertura residencial se mantengan por debajo de los niveles registrados en la Concesión Suroeste al momento de su caducidad (alrededor de 12,500 usuarios residenciales y una demanda total cercana a 3.1 MMPCD en 2020), siempre que puedan implementarse sin comprometer la capacidad institucional ni generar cargas fiscales desproporcionadas.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Alasad, R., Motawa, I., Ogunlana, S., & Boateng, P. (2014). Prioritization of demand risk factors in PPP infrastructure projects. En *Construction Research Congress 2014* (pp. 1359–1368). American Society of Civil Engineers. https://doi.org/10.1061/9780784413517

Arceo, N. (2018). Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en la Argentina. *Apuntes del Cenes, 37*(66), 159–187. https://doi.org/10.19053/01203053.v37.n66.2019.7636

Banco Mundial, Banco Asiático de Desarrollo, & Banco Interamericano de Desarrollo. (2014). *Asociaciones público-privadas: Guía de referencia* (Versión 2.0).

https://ppp.worldbank.org/sites/default/files/2022-06/PPPReferenceGuidev02sp.pdf

Barrantes Cáceres, R. (2009). Los fundamentos económicos de las concesiones de infraestructura y servicios públicos. *Revista de Derecho Administrativo*, (7), 329–337.

https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/14031

Benavente, P., Escaffi, J., Segura, A., & Távara, J. (Eds.). (2017). *Las alianzas público-privadas (APP) en el Perú: Beneficios y riesgos.* Pontificia Universidad Católica del Perú.

https://departamento-economia.pucp.edu.pe/libros/las-alianzas-publico-privadas-app-en-el-peru-beneficios-y-riesgos

Benavente, P., & Segura, A. (2017). Luces y sombras del modelo de APP en la experiencia peruana. En P. Benavente, J. Escaffi, A. Segura, & J. Távara (Eds.), *Las alianzas público-privadas (APP) en el Perú: Beneficios y riesgos*. Pontificia Universidad Católica del Perú.

http://files.pucp.edu.pe/departamento/economia/Las-APP-en-el-Peru-PUCP1.pdf

Bravo Orellana, S. (2012). Esquemas de financiamiento de las Asociaciones Público Privadas en el Perú. *Revista de Derecho Administrativo*, (12), 197–208. https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13503

Campodónico, H. (2019). Hacia una verdadera masificación del gas en el Perú: El fracaso de las asociaciones público privadas. En *Perú hoy: Una cuestión de confianza*.

Congreso de la República. (2025). Proyecto de Ley N.° 14236/2025-CR. https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal/#/expediente/2021/14236

Consejo Nacional de Política Económica y Social. (2002). *Documento CONPES N.° 3190*. Departamento Nacional de Planeación. https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3190.pdf

Constitución Política del Perú [Const] Arts. 58 y 61, 29 de diciembre de 1993.

Contrato de Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Suroeste. (2013).

Correa, I. (2002). *Manual de licitaciones públicas* (Serie Manuales N.° 21). Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES).

Dammert, A. (2009). Equilibrio económico-financiero en los contratos de concesión en obras de infraestructura. *Revista de Derecho Administrativo*, (7), 338–345.

https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/14032

Decreto Supremo N.° 021-2012-EM, que aprueba el Reglamento de la Ley N.° 29852, que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. (8 de junio de 2012). Diario Oficial El Peruano.

Decreto Supremo N.° 040-2008-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado del Reglamento de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos. (21 de julio de 2008). Diario Oficial El Peruano.

Decreto Supremo N.° 042-2005-EM, que aprueba el Texto Único Ordenado de la Ley Orgánica de Hidrocarburos. (7 de octubre de 2005). Diario Oficial El Peruano.

Decreto Supremo N.° 057-2008-EM, que aprueba el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL). (10 de noviembre de 2008). Diario Oficial El Peruano.

Decreto Supremo N.° 064-2010-EM, que aprueba la Política Energética Nacional del Perú 2010-2040. (23 de noviembre de 2010). Diario Oficial El Peruano.

El Gas Noticias. (2019a, 4 de junio). Advierten alza de gas natural en sector industrial con decreto que modifica reglamento de comercialización de GNC GNL.

https://elgasnoticias.com/advierten-alza-de-gas-natural-en-sector-industrial-con-decreto-que-modifica-reglamento-de-comercializacion-de-gas-natural/

El Gas Noticias. (2019b, 25 de junio). El mercado es quien debe decidir a quién le compra el gas de las comercializadoras de GNC, según Walter Espinoza. https://elgasnoticias.com/el-mercado-es-quien-debe-decidir-a-quien-le-compra-el-gas-segun-walter-espinoza/

El Gas Noticias. (2019c, 20 de junio). Empresas que venden solo GNC se ven afectadas con pugna entre concesionarias y comercializadoras. https://elgasnoticias.com/empresas-que-venden-solo-gnc-se-ven-afectadas-con-pugna-entre-concesionarias-y-comercializadoras/

El Gas Noticias. (2019d, junio-julio). Modificación al reglamento de comercialización del GNC y GNL provoca pugna entre comercializadoras y concesionarias. *El Gas Noticias,* (64). https://www.calameo.com/books/00198963547869d5f4649

El Gas Noticias. (2019e, 1 de junio). Pre publicación del MEM busca solucionar controversias entre concesionarias y comercializadoras de gas natural. https://elgasnoticias.com/pre-publicacion-del-mem-busca-solucionar-controversias-entre-concesionarias-de-gn-y-comercializadoras-de-gnc-por-clientes/

El Gas Noticias. (2019f, 24 de abril). Walter Cornejo: ¡Mueren los comercializadores independientes de GNC y GNL! https://elgasnoticias.com/walter-cornejo-mueren-los-comercializadores-independientes-de-gnc-y-gnl/

Garamendi, G. (2021). Análisis e implicancias del sistema de gasoductos virtuales en el ordenamiento jurídico peruano. *Revista de Derecho Administrativo – CDA*, 19, 259–282.

Gestión. (2021, 10 de noviembre). Inversiones se estancan en medio de alta dependencia de Camisea. https://gestion.pe/economia/inversiones-se-estancan-en-medio-de-alta-dependencia-de-camisea-noticia/

Global Infrastructure Hub. (2019). *PPP risk allocation tool 2019*. https://ppp-risk.gihub.org/

Gobierno de la República Argentina. (2026). *Subsidios*. https://www.argentina.gob.ar/subsidios

Gonzales, A., & Micco, A. (2021). *Mecanismos públicos para viabilizar proyectos socioeconómicamente rentables y para garantizar su bancabilidad.* Banco Interamericano de Desarrollo.

https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Mecanismos-publicos-para-viabilizar-proyectos-socioeconomicamente-rentables-y-para-garantizar-su-bancabilidad.pdf

González-De León, M. A., & Di Scipio-Cimetta, S. (2022). The role of natural gas in today's energy transition. *DYNA*, 89(221), 92–100.

https://doi.org/10.15446/dyna.v89n221.99347

Huerta Benites, F. (2017). Estructuración de proyectos y riesgos en asociación público-privada. *Instituto de Economía y Empresa*, (43), 1–11.

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2017). *Hogares en los que cocinan con combustibles contaminantes (Censo 2017).*

https://www.inei.gob.pe/media/MenuRecursivo/publicaciones_digitales/Est/Lib1664/libro.pdf

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2024). *Perú: Evolución de la pobreza monetaria 2014-2023* [Informe técnico].

International Energy Agency. (2000). *World energy outlook 1999.*

https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-1999

Lecca, J. (2017). *Criterios de selección de nuevos sistemas de gestión y financiación para la conservación de carreteras en el Perú* [Tesis de maestría, Universidad Privada Antenor Orrego]. Repositorio institucional UPAO. https://repositorio.upao.edu.pe/handle/20.500.12759/3736

Ley N.° 29852, Ley que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético. (12 de abril de 2012). Diario Oficial El Peruano.

Ley N.° 32315, Ley que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural. (30 de abril de 2025). Diario Oficial El Peruano.

Mankiw, N. G. (2012). *Principios de economía* (6.ª ed.). Cengage Learning.

Medinaceli, M. (2009). Consumo de gas natural en Bolivia: Una aplicación del sistema cuadrático casi ideal de demanda. *Revista de Análisis Económico, 24*(2), 3–33.

Ministerio de Energía y Minas. (2024). *Programación multianual de inversiones 2026–2028.*

https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/5814267-programacion-multianual-de-inversiones-2026-2028

Ministerio de Energía y Minas. (2025, 10 de setiembre). *Sobre los recursos prospectivos de gas natural en el Perú.*

https://www.gob.pe/institucion/minem/noticias/1243650-minem-recursos-prospectivos-de-gas-natural-en-el-peru-superan-los-43-trillones-de-pies-cubicos

Neira, J. (2024). *Transporte y distribución de gas natural en Colombia.*

https://santivanez.com.pe/wp-content/uploads/2024/08/4.-Neira-J.-Transporte-y-distribucion-de-gas-natural-en-Colombia.pdf

Olazábal Sánchez, C. (2019). *Análisis de la concurrencia entre las actividades de distribución de gas natural por ductos y comercialización de gas natural comprimido (GNC) y gas natural licuefactado (GNL) en el interior del país y su compatibilidad con la política energética de masificación* [Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú]. Repositorio de Tesis PUCP. https://tesis.pucp.edu.pe/server/api/core/bitstreams/b42a1e5f-b32e-4158-8486-11adb3498c87/content

OSINERGMIN. (2017). *Masificación del uso de gas natural a nivel nacional.*

https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/energias-renovables/Publicaciones/Masificacion-GN-informe-enero-2017.pdf

OSINERGMIN. (2025). *Servicio de procesamiento y análisis de la información comercial 2024 y 2025*. Tercer Informe Trimestral 2025.

https://www2.osinergmin.gob.pe/publicacionesgrt/pdf/InfoComercial/IC_Informe_IT3-2025.pdf

OSINERGMIN. (2026). Búsqueda de Registro de Hidrocarburos.

https://pvo.osinergmin.gob.pe/msfh5/busquedaRegistroHidrocarburos/init.action

Pando, D. (2006). *Capacidad de gestión estatal en la regulación de servicios públicos privatizados: telecomunicaciones, agua, gas natural y electricidad en Argentina* [Tesis doctoral, Universidad Complutense de Madrid].

Pantanali, C., & Benavides, J. (2006). *Subsidios eléctricos en América Latina y el Caribe: Análisis comparativo y recomendaciones de política.* Banco Interamericano de Desarrollo.

https://publications.iadb.org/publications/spanish/document/Subsidioseléctricos-en-América-Latina-y-el-Caribe-Análisis-comparativo-y-recomendaciones-de-política.pdf

Poder Ejecutivo. (2021). Proyecto de Ley N.° 679/2021-PE, que establece medidas para impulsar la masificación del gas natural. https://wb2server.congreso.gob.pe/spley-portal/#/expediente/2021/679

ProInversión. (2023). *Masificación del uso de gas natural: Distribución de gas natural por red de ductos.*

https://www.investinperu.pe/es/app/DatosProyecto?idAPProyecto=28

Project Management Institute. (2017). *Guía de los fundamentos para la dirección de proyectos (Guía del PMBOK) (6.ª ed.).*

https://sigi.sic.gov.co/SIGI/files/mod_documentos/anexos/2032/Guia_del_PMBOK_sexta_edicion_espanol.pdf

Promigas. (2024). Informe del Sector Gas Natural en Perú, InfoGas 2024.

https://www.promigas.com/Documents/InfoGas%20Per%c3%ba%2018102025.pdf

Resolución Ministerial N.° 053-2023-MINEM/DM, que aprueba el Plan de Acceso Universal a la Energía 2023-2027. (14 de febrero de 2023). Diario Oficial El Peruano.

Resolución Ministerial N.° 115-2019-MEM/DM, que autoriza la publicación del proyecto de Decreto Supremo que modifica el Reglamento de Comercialización de Gas Natural Comprimido (GNC) y Gas Natural Licuefactado (GNL). (11 de abril de 2019). Diario Oficial El Peruano.

Resolución Ministerial N.° 167-2016-EF/15, que aprueba los Lineamientos para la asignación de riesgos en los contratos de Asociaciones Público Privadas. (30 de mayo de 2016). Diario Oficial El Peruano.

Resolución Suprema N.° 009-2020-EM, que declara la caducidad de la Concesión del Sistema de Distribución de Gas Natural por Red de Ductos de la Concesión Sur Oeste. (4 de diciembre de 2020). Diario Oficial El Peruano.

Ruiz Caro, M. (2023). *Análisis sobre la situación del gas natural y su rol en la transición energética en Colombia* [Reporte]. Plataforma para una Reactivación Sostenible (PLARS).

https://resourcegovernance.org/sites/default/files/2023-07/analisis-sobre-situacion-gas-natural-su-rol-transicion-energetica-en-colombia.pdf

Saaty, T. L. (1980). *The Analytic Hierarchy Process.* McGraw-Hill.

Saldarriaga, J. (2026, 16 de marzo). Este ha sido el costo de 13 días sin gas natural y qué proyectos existen para contrarrestar nuevas emergencias, ¿hay avances? *El Comercio*. https://elcomercio.pe/economia/peru/crisisenergetica-este-ha-sido-el-costo-de-13-dias-sin-gas-natural-y-que-proyectos-existen-para-contrarrestar-nuevas-emergencias-hay-avances-noticia/

Tamayo Pacheco, J. F. R. (2022). *Políticas públicas de subsidios para promover el acceso universal al suministro energético en el Perú: Los casos del vale de descuento FISE y el MCTER* [Tesis de maestría, Pontificia Universidad Católica del Perú]. Repositorio de Tesis PUCP.

https://tesis.pucp.edu.pe/items/61bd2e7f-55f1-4c88-914e-e3bf4f5efa1f

Vargas Rodríguez, A. (2012). La libre transferencia de la capacidad de transporte de gas natural: Un derecho cuyo ejercicio efectivo logra eficiencia económica. *Revista de Derecho Administrativo*, (12), 133–140.

https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/13526

Vassallo, J. M., & Baeza, M. A. (2009). Asignación del riesgo de demanda en concesiones de infraestructuras de transporte. En *Anuario de la Movilidad 2009* (pp. 63–72). RACC. https://oa.upm.es/8780/

Villar, F. (2023). La sostenibilidad (financiera) de los servicios públicos. *Revista de Derecho Público: Teoría y Método.*

https://doi.org/10.37417/RPD/vol_7_2023_1114

Villegas Vega, P., & Sánchez Povis, L. (2021). Las limitaciones de la aplicación del concepto de pobreza energética en Perú. *Derecho & Sociedad*, (56), 1–31.

https://doi.org/10.18800/dys.202101.013

Zapata, C. A. (2016). *Análisis de riesgos y modelación financiera en proyectos de infraestructura (Risk analysis and financial modeling in infrastructure projects).*

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2919426

Zapata Oré, G., & Campos Medina, A. (2008). El nuevo rol del Estado para reducir la brecha de infraestructura pública: A propósito de las concesiones cofinanciadas. *Revista de Derecho Administrativo*, (4), 215–233.

https://revistas.pucp.edu.pe/index.php/derechoadministrativo/article/view/14534

ANEXOS

Anexo 1: Proyecciones de demanda para cada localidad de la Concesión Suroeste

Localidad: Arequipa

Sector	Metodología	Resultados	Condiciones de acceso
Industrial	Identificación y entrevista a industrias	11 industrias identificadas, pero solo 6 entrevistadas.	El acceso de camiones a la ciudad es fluido, presenta vías asfaltadas y de baja sinuosidad.
Vehicular	Identificación de estaciones de servicio	9 estaciones de servicios.	
Residencial	Identificación de mayor densidad poblacional	Al oeste de la ciudad en zonas urbanas y asfaltadas. 9 metros de frente de viviendas en promedio.	
Comercial	Identificación de la principal zona comercial	Avenida El Ejército, Jr. Mercaderes y Calle Internacional.	

Localidad: Moquegua

Sector	Metodología	Resultados	Condiciones de acceso
Industrial	Identificación y entrevista a industrias	No se identifican zonas industriales o industrias relevantes.	El acceso de camiones a la ciudad es fluido y presenta vías asfaltadas.
Vehicular	Identificación de estaciones de servicio	7 estaciones de servicios.	
Residencial	Identificación de mayor densidad poblacional	Al sur de la ciudad, parcialmente asfaltadas. 9 metros de frente de viviendas en promedio.	
Comercial	Identificación de la principal zona comercial	Av. Balta.	

Localidad: Tacna

Sector	Metodología	Resultados	Condiciones de acceso
Industrial	Identificación y entrevista a industrias	No se identifican zonas industriales o industrias relevantes.	El acceso de camiones a la ciudad es fluido y presenta vías asfaltadas.
Vehicular	Identificación de estaciones de servicio	10 estaciones de servicios.	
Residencial	Identificación de mayor densidad poblacional	Al sur y al norte, parcialmente asfaltadas. 7 metros de frente de viviendas en promedio.	
Comercial	Identificación de la principal zona comercial	Avenidas Bolognesi, San Martín y Leguía.	

Anexo 2: Estimación de demanda e ingresos

1. Demanda esperada

Categoría	Año	Clientes facturados	Volumen (MPCD prom.)	Volumen anual (m3)	Consumo medio (m3/cliente-mes)	Tarifa aplicada
A	2018	2,229	41.4	427,968	16	A
A	2019	9,661	179.5	1,854,911	16	A
A	2020	20,067	372.8	3,863,417	16	A
A	2021	30,473	566.1	5,850,812	16	A
A	2022	30,473	566.1	5,850,812	16	A
A	2023	30,473	566.1	5,850,812	16	A
A	2024	30,473	566.1	5,866,842	16	A
B	2018	23	30.0	310,069	1,123	B2
B	2019	97	140.0	1,446,988	1,243	B2
B	2020	201	280.0	2,901,906	1,203	B2
B	2021	305	430.0	4,444,322	1,214	B2
B	2022	305	430.0	4,444,322	1,214	B2
B	2023	305	430.0	4,444,322	1,214	B2
B	2024	305	430.0	4,456,498	1,218	B2
C	2018	-	-	-	-	C
C	2019	4	270.0	2,790,621	58,138	C
C	2020	6	550.0	5,700,172	79,169	C
C	2021	6	670.0	6,924,873	96,179	C
C	2022	6	670.0	6,924,873	96,179	C
C	2023	6	670.0	6,924,873	96,179	C
C	2024	6	670.0	6,943,846	96,442	C
D	2018	11	4,610.0	47,647,264	360,964	D
D	2019	11	4,610.0	47,647,264	360,964	D
D	2020	11	4,610.0	47,777,804	361,953	D
D	2021	11	4,610.0	47,647,264	360,964	D
D	2022	11	4,610.0	47,647,264	360,964	D
D	2023	11	4,610.0	47,647,264	360,964	D
D	2024	11	4,610.0	47,777,804	361,953	D

Fuente: PROINVERSION - Libro blanco

2. Demanda real

Año	Cod	Clientes facturados	Volumen (MPCD prom.)	Volumen anual (m3)	Consumo medio (m3/cliente-mes)	Tarifa aplicada
2018	2018-A	9,169	98.4	1,016,868	9	A
2019	2019-A	12,227	142.5	1,472,828	10	A
2020	2020-A	12,271	169.5	1,756,672	12	A
2021	2021-A	12,565	152.7	1,578,310	10	A
2022	2022-A	12,846	146.6	1,515,501	10	A
2023	2023-A	12,846	146.9	1,518,817	10	A
2024	2024-A	12,846	144.9	1,501,658	10	A
2018	2018-B1	0	-	-	-	B1
2019	2019-B2	10	10.9	112,763	940	B2
2020	2020-B2	26	52.7	546,424	1,763	B2
2021	2021-B2	28	91.3	943,374	2,783	B2
2022	2022-B2	29	104.2	1,076,523	3,093	B2
2023	2023-B2	29	110.8	1,145,259	3,291	B2
2024	2024-B2	29	116.9	1,212,062	3,483	B2
2018	2018-C	-	-	-	-	C
2019	2019-C	-	-	-	-	C
2020	2020-C	-	-	-	-	C
2021	2021-C	-	-	-	-	C
2022	2022-C	-	-	-	-	C
2023	2023-C	-	-	-	-	C
2024	2024-C	-	-	-	-	C
2018	2018-D	5	690.4	7,136,086	113,271	D
2019	2019-D	16	2,563.7	26,497,749	141,699	D
2020	2020-D	19	2,875.6	29,803,044	130,715	D
2021	2021-D	20	3,183.6	32,904,218	140,018	D
2022	2022-D	20	3,479.1	35,958,601	149,828	D
2023	2023-D	20	3,226.3	33,345,606	138,940	D
2024	2024-D	20	3,054.4	31,655,594	131,898	D

Fuente: OSINERGMIN

3. Tarifa Petroperú

Año	Categoría	Precio GNL (S/ m3)	FISE (S/ m3)	Transporte virtual (S/ m3)	Margen comercial (S/ mes)	Margen capacidad (S/ (Sm3/d)-mes)	Margen promoción (S/ mes)	Margen distribución (S/ m3)	Precio final por m3
2018	A	0.57	0.01	0.46	1.51	0.00	13.37	0.19	2.16
2018	B1	0.57	0.01	0.46	474.89	0.00	0.00	0.80	3.42
2018	B2	0.62	0.01	0.46	474.89	0.00	0.00	0.80	2.28
2018	C	0.62	0.01	0.46	0.00	1.16	0.00	0.08	1.21
2018	D	0.62	0.01	0.46	0.00	7.32	0.00	0.48	1.82
2019	A	0.59	0.01	0.47	1.54	0.00	13.57	0.19	2.20
2019	B1	0.59	0.01	0.47	481.90	0.00	0.00	0.81	3.48
2019	B2	0.63	0.01	0.47	481.90	0.00	0.00	0.81	2.32
2019	C	0.63	0.01	0.47	0.00	1.18	0.00	0.08	1.23
2019	D	0.63	0.01	0.47	0.00	7.43	0.00	0.49	1.85
2020	A	0.61	0.01	0.49	1.53	0.00	13.56	0.19	2.24
2020	B1	0.61	0.01	0.49	481.55	0.00	0.00	0.81	3.51
2020	B2	0.66	0.01	0.49	481.55	0.00	0.00	0.81	2.36
2020	C	0.66	0.01	0.49	0.00	1.18	0.00	0.08	1.27
2020	D	0.66	0.01	0.49	0.00	7.42	0.00	0.49	1.89
2021	A	0.67	0.01	0.55	1.70	0.00	14.98	0.21	2.48
2021	B1	0.67	0.01	0.55	531.12	0.00	0.00	0.89	3.89
2021	B2	0.72	0.01	0.55	532.04	0.00	0.00	0.89	2.61
2021	C	0.72	0.01	0.55	0.00	1.30	0.00	0.09	1.41
2021	D	0.72	0.01	0.55	0.00	8.20	0.00	0.54	2.09
2022	A	0.71	0.01	0.61	2.07	0.00	18.31	0.26	2.87
2022	B1	0.71	0.01	0.61	650.15	0.00	0.00	1.09	4.59
2022	B2	0.77	0.01	0.61	650.15	0.00	0.00	1.09	3.02
2022	C	0.77	0.01	0.61	0.00	1.59	0.00	0.11	1.55
2022	D	0.77	0.01	0.61	0.00	10.02	0.00	0.66	2.38
2023	A	0.77	0.01	0.65	2.15	0.00	18.97	0.27	3.01
2023	B1	0.77	0.01	0.65	673.80	0.00	0.00	1.13	4.80
2023	B2	0.83	0.01	0.65	673.80	0.00	0.00	1.13	3.17
2023	C	0.83	0.01	0.65	0.00	1.65	0.00	0.11	1.65
2023	D	0.83	0.01	0.65	0.00	10.39	0.00	0.69	2.51
2024	A	0.79	0.01	0.64	2.01	0.00	17.80	0.25	2.93
2024	B1	0.79	0.01	0.64	632.29	0.00	0.00	1.06	4.60
2024	B2	0.85	0.01	0.64	632.29	0.00	0.00	1.06	3.09
2024	C	0.85	0.01	0.64	0.00	1.55	0.00	0.10	1.66
2024	D	0.85	0.01	0.64	0.00	9.75	0.00	0.64	2.47

Fuente: OSINERGMIN

4. Tarifa Cálidda

Año	Categoria	Precio GNL (S/ m3)	Costo Medio de		Comercialización Fijo		Distribución Fijo (DF) S/. /(Sm3/d)-mes	Distribución Variable (DV) S/. /Sm3	Precio final S/./m3
			Transporte virtual (S/ m3)	FISE (S/ m3)	S/. /mes	S/. /(Sm3/d)-mes			
2018	A1(Sin promoción)	0.43	0.18	0.01	2.08	0.00	0.00	0.70	1.50
2018	A1(Con promoción)	0.15	0.18	0.01	2.08	0.00	0.00	0.70	1.22
2018	A2(Sin promoción)	0.43	0.18	0.01	6.69	0.00	0.00	0.53	1.29
2018	A2(Con promoción)	0.15	0.18	0.01	6.69	0.00	0.00	0.53	1.01
2018	B	0.43	0.18	0.01	63.05	0.00	0.00	0.32	0.98
2018	C	0.43	0.18	0.01	0.00	0.08	0.62	0.16	0.79
2018	GNV	0.43	0.18	0.01	0.00	0.06	0.51	0.14	0.76
2018	D	0.43	0.18	0.01	0.00	0.06	0.45	0.12	0.75
2019	A1(Sin promoción)	0.43	0.18	0.01	2.08	0.00	0.00	0.70	1.50
2019	A1(Con promoción)	0.15	0.18	0.01	2.08	0.00	0.00	0.70	1.22
2019	A2(Sin promoción)	0.43	0.18	0.01	6.69	0.00	0.00	0.53	1.29
2019	A2(Con promoción)	0.15	0.18	0.01	6.69	0.00	0.00	0.53	1.01
2019	B	0.43	0.18	0.01	63.05	0.00	0.00	0.32	0.98
2019	C	0.43	0.18	0.01	0.00	0.08	0.62	0.16	0.79
2019	GNV	0.43	0.18	0.01	0.00	0.06	0.51	0.14	0.76
2019	D	0.43	0.18	0.01	0.00	0.06	0.45	0.12	0.75
2020	A1(Sin promoción)	0.47	0.18	0.01	2.19	0.00	0.00	0.73	1.60
2020	A1(Con promoción)	0.16	0.18	0.01	2.19	0.00	0.00	0.73	1.29
2020	A2(Sin promoción)	0.47	0.18	0.01	7.04	0.00	0.00	0.56	1.37
2020	A2(Con promoción)	0.16	0.18	0.01	7.04	0.00	0.00	0.56	1.06
2020	B	0.47	0.18	0.01	66.40	0.00	0.00	0.34	1.05
2020	C	0.47	0.18	0.01	0.00	0.08	0.65	0.17	0.85
2020	GNV	0.47	0.18	0.01	0.00	0.07	0.53	0.14	0.82
2020	D	0.47	0.18	0.01	0.00	0.06	0.48	0.13	0.80
2021	A1(Sin promoción)	0.47	0.21	0.01	2.34	0.00	0.00	0.78	1.69
2021	A1(Con promoción)	0.16	0.21	0.01	2.34	0.00	0.00	0.78	1.38
2021	A2(Sin promoción)	0.47	0.21	0.01	7.50	0.00	0.00	0.60	1.45
2021	A2(Con promoción)	0.16	0.21	0.01	7.50	0.00	0.00	0.60	1.14
2021	B	0.47	0.21	0.01	70.72	0.00	0.00	0.36	1.11
2021	C	0.47	0.21	0.01	0.00	0.08	0.69	0.18	0.90
2021	GNV	0.47	0.21	0.01	0.00	0.07	0.57	0.15	0.86
2021	D	0.47	0.21	0.01	0.00	0.06	0.51	0.13	0.84
2022	A1(Sin promoción)	0.48	0.21	0.01	2.49	0.00	0.00	0.83	1.77
2022	A1(Con promoción)	0.17	0.21	0.01	2.49	0.00	0.00	0.83	1.46
2022	A2(Sin promoción)	0.48	0.21	0.01	8.02	0.00	0.00	0.64	1.52
2022	A2(Con promoción)	0.17	0.21	0.01	8.02	0.00	0.00	0.64	1.20
2022	B	0.48	0.21	0.01	81.78	0.00	0.00	0.41	1.18
2022	C	0.48	0.21	0.01	0.00	0.09	0.77	0.20	0.93
2022	GNV	0.48	0.21	0.01	0.00	0.08	0.64	0.17	0.90
2022	D	0.48	0.21	0.01	0.00	0.07	0.55	0.15	0.87
2023	A1(Sin promoción)	0.52	0.21	0.01	2.33	0.00	0.00	0.78	1.73
2023	A1(Con promoción)	0.18	0.21	0.01	2.33	0.00	0.00	0.78	1.40
2023	A2(Sin promoción)	0.52	0.21	0.01	7.51	0.00	0.00	0.60	1.50
2023	A2(Con promoción)	0.18	0.21	0.01	7.51	0.00	0.00	0.60	1.17
2023	B	0.52	0.21	0.01	84.62	0.00	0.00	0.43	1.24
2023	C	0.52	0.21	0.01	0.00	0.10	0.78	0.20	0.97
2023	GNV	0.52	0.21	0.01	0.00	0.08	0.66	0.18	0.94
2023	D	0.52	0.21	0.01	0.00	0.07	0.55	0.15	0.90
2024	A1(Sin promoción)	0.56	0.21	0.01	2.36	0.00	0.00	0.79	1.79
2024	A1(Con promoción)	0.20	0.21	0.01	2.35	0.00	0.00	0.78	1.42
2024	A2(Sin promoción)	0.56	0.21	0.01	7.60	0.00	0.00	0.61	1.55
2024	A2(Con promoción)	0.20	0.21	0.01	7.58	0.00	0.00	0.61	1.19
2024	B	0.56	0.21	0.01	80.54	0.00	0.00	0.41	1.26
2024	C	0.56	0.21	0.01	0.00	0.09	0.74	0.19	1.00
2024	GNV	0.56	0.21	0.01	0.00	0.08	0.62	0.17	0.97
2024	D	0.56	0.21	0.01	0.00	0.06	0.53	0.14	0.94

5. Estimación de ingresos

Año	Categoria	Cod	Demanda esperada	Demanda esperada Concesionario	Demanda real	Ingreso esperado	Ingreso esperado Concesionario	Ingreso real	Ingreso con tarifa nivelada
2018	A	2018-A	427,968	428,160	1,016,868	925,957	926,372	2,200,109	1,241,807.17
2019	A	2019-A	1,854,911	1,855,295	1,472,828	4,081,272	4,082,117	3,240,593	1,798,629.23
2020	A	2020-A	3,863,417	5,556,682	1,756,672	8,648,007	12,438,271	3,932,196	2,262,106.74
2021	A	2021-A	5,850,812	7,539,643	1,578,310	14,521,506	18,713,124	3,917,310	2,179,106.69
2022	A	2022-A	5,850,812	10,557,305	1,515,501	16,763,011	30,247,462	4,342,023	2,207,181.96
2023	A	2023-A	5,850,812	11,615,992	1,518,817	17,610,283	34,962,823	4,571,467	2,125,549.06
2024	A	2024-A	5,866,842	12,321,657	1,501,658	17,179,244	36,080,189	4,397,143	2,137,301.36
2018	B	2018-B2	310,069	310,069	-	707,621	707,621	-	-
2019	B	2019-B2	1,446,988	1,446,988	112,763	3,357,871	3,357,871	261,677	110,496.42
2020	B	2020-B2	2,901,906	2,901,906	546,424	6,846,243	6,846,243	1,289,135	572,945.51
2021	B	2021-B2	4,444,322	4,444,322	943,374	11,611,053	11,611,053	2,464,621	1,043,601.67
2022	B	2022-B2	4,444,322	4,444,322	1,076,523	13,423,567	13,423,567	3,251,514	1,274,910.71
2023	B	2023-B2	4,444,322	4,444,322	1,145,259	14,103,892	14,103,892	3,634,437	1,414,428.49
2024	B	2024-B2	4,456,498	4,456,498	1,212,062	13,765,505	13,765,505	3,743,892	1,522,825.39
2018	C	2018-C	-	-	-	-	-	-	-
2019	C	2019-C	2,790,621	2,790,621	-	3,431,828	3,431,828	-	-
2020	C	2020-C	5,700,172	5,700,172	-	7,234,630	7,234,630	-	-
2021	C	2021-C	6,924,873	6,924,873	-	9,751,953	9,751,953	-	-
2022	C	2022-C	6,924,873	6,924,873	-	10,724,797	10,724,797	-	-
2023	C	2023-C	6,924,873	6,924,873	-	11,414,040	11,414,040	-	-
2024	C	2024-C	6,943,846	6,943,846	-	11,510,387	11,510,387	-	-
2018	D	2018-D	47,647,264	47,647,264	7,136,086	86,612,878	86,612,878	12,971,929	5,659,385.61
2019	D	2019-D	47,647,264	47,647,264	26,497,749	88,118,160	88,118,160	49,004,553	21,014,458.78
2020	D	2020-D	47,777,804	47,777,804	29,803,044	90,221,520	90,221,520	56,278,768	25,385,495.76
2021	D	2021-D	47,647,264	47,647,264	32,904,218	99,693,657	99,693,657	68,846,384	29,503,988.52
2022	D	2022-D	47,647,264	47,647,264	35,958,601	113,622,987	113,622,987	85,749,387	33,535,428.17
2023	D	2023-D	47,647,264	47,647,264	33,345,606	119,814,385	119,814,385	83,851,264	32,323,663.57
2024	D	2024-D	47,777,804	47,777,804	31,655,594	118,040,012	118,040,012	78,208,424	31,766,321.51

Fuente: Proinversión y Osinergmin. Elaboración Propia

Anexo 3: Desarrollo del análisis multicriterio (AHP)

a) Escala de valoración e índice de consistencia aleatorio

Tabla 3- 1: Escala de Saaty

Intensidad de importancia en escala absoluta	Definición	Explicación
1	Igual importancia	Dos actividades contribuyen de manera igual al objetivo
3	Importancia moderada	La experiencia y el juicio favorecen ligeramente una actividad sobre otra
5	Importancia fuerte	La experiencia y el juicio favorecen fuertemente una actividad sobre otra
7	Muy fuerte o importancia demostrada	Una actividad es favorecida muy fuertemente sobre otra; su dominio se demuestra en la práctica
9	Importancia extrema	La evidencia favorece una actividad sobre otra del más grado posible de afirmación
2, 4, 6 y 8	Valores intermedios entre los dos juicios adyacentes	Cuando se necesita un compromiso
Recíprocos	Si una actividad tiene uno de los números anteriores asignados al compararse con otra actividad, esta última tiene el valor reciproco al compararse con la primera actividad	

Fuente: Saaty (1980)

Tabla 3- 2: Índice de consistencia aleatorio (Saaty, 1980)

n	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Índice de consistencia aleatorio	0	0	0.58	0.90	1.12	1.24	1.32	1.41	1.45	1.49

b) Ponderación de los criterios

Tabla 3- 3: Asignación de escala a los criterios, según Saaty

Criterio	Jurídica	Operativa	Modalidad de Financiamiento
Jurídica	1	1	1
Operativa	1	1	1
Modalidad de Financiamiento	1	1	1
Suma	3	3	3

Así, el valor ponderado es 0.3333 para los criterios de viabilidad jurídica, operativa y de modalidad de financiamiento:

Tabla 3- 4: Estimación de la ponderación de cada criterio

Criterio	Jurídico	Operativa	Modalidad de Financiamiento	Ponderación (promedio)
Jurídico	1/3	1/3	1/3	0.3333
Operativa	1/3	1/3	1/3	0.3333
Modalidad de Financiamiento	1/3	1/3	1/3	0.3333

c) Criterio de viabilidad jurídica ***Asignación de valor según escala de Saaty***

Tabla 3- 5: Asignación de valor según escala de Saaty

Viabilidad jurídica	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/1	1/3	1/4
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	3/1	1/1	1/3
Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	4/1	3/1	1/1
Suma	8.00	4.33	1.58

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Posteriormente, se normaliza los valores obteniendo los pesos de cada alternativa para el criterio de viabilidad jurídica:

Tabla 3- 6: Normalización de los valores

Viabilidad jurídica	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	Peso
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/8	0.33/4.33	0.25/1.58	0.1199
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	3/8	1/4.33	0.33/1.58	0.2721
Cofinanciamiento estatal mediante RPI	4/8	3/4.33	1/1.58	0.6080

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Finalmente, la razón de consistencia (0.06) es menor a 0.10 indicando que los resultados obtenidos son válidos.

Tabla 3- 7: Revisión de consistencia para la matriz de las alternativas respecto al criterio de viabilidad jurídica

ʎ max	CI	RI	CR
3.07	0.04	0.58	0.06

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

d) Criterio de viabilidad operativa

Tabla 3- 8: Asignación de valor según escala de Saaty

Viabilidad operativa	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante RPI
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/1	3/1	6/1
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	1/3	1/1	5/1
Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	1/6	1/5	1/1
Suma	1.50	4.20	12.00

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Posteriormente, se normaliza los valores obteniendo los pesos de cada alternativa correspondiente al criterio de viabilidad operativa:

Tabla 3- 9: Normalización de los valores

Viabilidad operativa	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante RPI	Peso
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/1.50	3/4.20	6/12	0.6270
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	0.33/1.50	¼.20	5/12	0.2923
Cofinanciamiento estatal mediante RPI	0.17/1.50	0.20/4.20	1/12	0.0807

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Finalmente, la razón de consistencia (0.08) es menor a 0.10 indicando que los resultados obtenidos son válidos.

Tabla 3- 10: Revisión de consistencia para la matriz de las alternativas respecto al criterio de viabilidad operativa

ʎ max	CI	RI	CR

3.10	0.05	0.58	0.08

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

e) Criterio de viabilidad de la modalidad de financiamiento

Tabla 3- 11: Asignación de valor según escala de Saaty

Viabilidad de modalidad de financiamiento	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante RPI
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/1	1/3	5/1
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	3/1	1/1	7/1
Cofinanciamiento estatal mediante RPI	1/5	1/7	1/1
Suma	4.20	1.48	13.00

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Posteriormente, se normaliza los valores obteniendo los puntajes de cada alternativa correspondiente al criterio de viabilidad de modalidad de financiamiento:

Tabla 3- 12*: Normalización de los valores*

Viabilidad de modalidad de financiamiento	Regulación de la competencia en áreas concesionadas	Reformulación y aplicación de la Ley 32315	Cofinanciamiento estatal mediante RPI	Peso
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	1/4.2	0.33/1.48	5/13	0.2828
Reformulación y aplicación de la Ley 32315	3/4.2	1/1.48	7/13	0.6434
Cofinanciamiento estatal mediante RPI	0.2/4.2	0.14/1.48	1/13	0.0738

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

Finalmente, la razón de consistencia (0.06) es menor a 0.10 indicando que los resultados obtenidos son válidos.

Tabla 3- 13*: Revisión de consistencia para la matriz de las alternativas respecto al criterio de viabilidad de financiamiento*

ʎ max	CI	RI	CR
3.07	0.03	0.58	0.06

Fuente: Elaboración propia con base en Saaty (1980)

f) Análisis de sensibilidad de las ponderaciones de los criterios

Tabla 3- 14: Variación en la ponderación de criterio jurídico

Criterio	-30%	-10%	-5%	0%	5%	10%	30%
	0.2333	**0.3000**	**0.3167**	**0.3333**	**0.3500**	**0.3667**	**0.4333**
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	0.3767	0.3544	0.3488	0.3433	0.3377	0.3321	0.3098
Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	0.4222	0.4091	0.4059	0.4026	0.3993	0.3961	0.3830
Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	0.2011	0.2365	0.2453	0.2541	0.2630	0.2718	0.3072

Tabla 3- 15: Variación en la ponderación de criterio operativo

Criterio	-30%	-10%	-5%	0%	5%	10%	30%
	0.2333	**0.3000**	**0.3167**	**0.3333**	**0.3500**	**0.3667**	**0.4333**
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	0.3007	0.3290	0.3361	0.3433	0.3503	0.3574	0.3858
Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	0.4191	0.4081	0.4054	0.4026	0.3998	0.3971	0.3861
Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	0.2802	0.2628	0.2585	0.2541	0.2498	0.2455	0.2281

Tabla 3- 16: Variación en la ponderación de criterio financiamiento

Criterio	-30%	-10%	-5%	0%	5%	10%	30%
	0.2333	**0.3000**	**0.3167**	**0.3333**	**0.3500**	**0.3667**	**0.4333**
Regulación de la competencia en áreas concesionadas	0.3523	0.3463	0.3447	0.3433	0.3417	0.3402	0.3342
Reformulación y aplicación de la Ley N°32315	0.3665	0.3905	0.3966	0.4026	0.4086	0.4146	0.4387
Cofinanciamiento estatal mediante la RPI.	0.2812	0.2632	0.2587	0.2541	0.2496	0.2451	0.2271

Anexo 4: Escalas de probabilidad e impacto del riesgo de ingresos

a) Definición de probabilidad

Tabla 4- 1: Probabilidades por escala

Escala	Probabilidad %	Descripción
Alto (A)	71-100	Muy probable que afecte los ingresos
Medio (M)	31 -70	Es posible que afecte los ingresos
Bajo (B)	1-30	Poco probable que afecte los ingresos

b) Definición de impacto

Tabla 4- 2: Impacto del riesgo en función de la afectación al ingreso

Escala	% Ingresos	Descripción
Alto (A)	>15	Impacto significativo que amenaza la sostenibilidad económica financiera del proyecto
Medio (M)	5-15	Impacto moderado
Bajo (B)	<5	Impacto menor que no afecta la sostenibilidad económica financiera del proyecto

Por lo tanto, tomando como referencia las definiciones de probabilidad e impacto, se establece la siguiente matriz de clasificación de nivel de riesgo, que representa el impacto en la probabilidad de ocurrencia.

Tabla 4- 3: Combinación de probabilidad - impacto según escala

Probabilidad de ocurrencia	Impacto		
	Bajo	**Medio**	**Alto**
Alto	Medio	Medio	Alto
Medio	Bajo	Medio	Alto
Bajo	Bajo	Bajo	Medio