



Análisis y formulación de estrategias de resiliencia ante la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos frente a fenómenos naturales

Tesis presentada en satisfacción parcial de los requerimientos para obtener el grado de Maestro en Gestión de la Energía

por:

Abelardo Contreras Panibra

Dennis Jose Mansilla Pimentel

Programa de la Maestría en Gestión de la Energía

Lima, 05 de agosto de 2025

Análisis y formulación de estrategias de resiliencia ante la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos frente a fenómenos naturales

ORIGINALITY REPORT

0%
SIMILARITY INDEX

0%
INTERNET SOURCES

0%
PUBLICATIONS

0%
STUDENT PAPERS

PRIMARY SOURCES

Exclude quotes On
Exclude bibliography On

Exclude matches < 2%



Luis Mendiola Contreras (Asesor)

Esta tesis

Análisis y formulación de estrategias de resiliencia ante la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos frente a fenómenos naturales

ha sido aprobada.



César Horna Saldaña (Jurado)



Aldo De La Cruz González (Jurado)



Luis Mendiola Contreras (Asesor)

Universidad ESAN

2025

A nuestras familias,
por su amor, paciencia y respaldo incondicional a lo largo de este proceso;
por su comprensión en los momentos de ausencia y su constante motivación para
seguir adelante.

A nuestros padres,
por enseñarnos con el ejemplo el valor del esfuerzo, la responsabilidad y la
perseverancia.

A nuestros seres queridos,
por estar siempre presentes con su apoyo emocional, aun en los días más exigentes.

A nuestros compañeros de maestría,
por el compañerismo, el intercambio de ideas y el aprendizaje compartido.

A la Escuela de Postgrado de ESAN y a nuestros docentes,
por su dedicación académica y profesional,
y por brindarnos las herramientas para contribuir con conocimiento al desarrollo del
país.

Dennis Jose Mansilla Pimentel

Ingeniero de Petróleo colegiado, especializado en Gestión de la Energía, de Proyectos y Gas Natural, Gestión de la Seguridad de los Procesos y del Riesgo de Desastres. Amplia experiencia en operaciones de transporte de hidrocarburos, Seguridad, Salud Ocupacional y Ambiente, Evaluación de Riesgos, Liderazgo y Mejora continua.

FORMACIÓN

2024 – 2024 Centro de Altos Estudios Nacionales – CAEN EPG

Diplomado en gestión del riesgo de desastres. 2do puesto.

2023 – 2023 Escuela de Administración de Negocios para Graduados – FRI ESAN

Diploma de especialización en Seguridad de los procesos en el sector hidrocarburos. 1er puesto.

2011 - 2013 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Egresado de la maestría especializada en Gestión de la Energía.

1993 - 1993 Universidad Nacional de Ingeniería - UNI

Ingeniero de Petróleo.

1984 - 1990 Universidad Nacional de Ingeniería - UNI

Bachiller en ciencias con mención en Ingeniería de Petróleo.

EXPERIENCIA

2022 – actual	TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. Empresa concesionaria responsable del diseño, construcción y operación del sistema de transporte por ductos del gas natural y los líquidos de gas natural de Camisea
2022 – actual	Coordinador de Respuesta a Emergencias. Responsable de la preparación para emergencias, crisis de continuidad de negocio de la empresa.

2013 - 2022	COMPAÑÍA OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS S.A.C. Empresa calificada para brindar el servicio de operación y mantenimiento de Sistemas de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, plantas compresoras y estaciones de bombeo ubicados desde Camisea hasta la costa peruana.
-------------	--

2013 – 2022	Jefe de Seguridad y Salud Ocupacional. Responsable de la gestión de seguridad y salud ocupacional del sistema de transporte de gas natural por ductos.
-------------	--

2005 – 2012	PERUANA DE COMBUSTIBLES S.A. Empresa con inversiones en un conjunto de empresas privadas de capitales peruanos, conformada por las empresas Peruana de Combustibles S.A., Peruana de Petróleo S.A.C., Peruana de Estaciones de Servicios S.A.C., y Peruana de Gas Natural S.A.C. Fue uno de los principales grupos de distribución y comercialización de combustibles y derivados de hidrocarburos en el Perú
2011 – 2012	Gerente de Transportes y HSE. Responsable de la gestión de seguridad, salud, medio ambiente-SSOMA y del servicio de transporte de combustibles, GLP y lubricantes envasados.
2011 – 2012	Subgerente de Seguridad, Salud, Ambiente y Responsabilidad Social. Responsable de la gestión de seguridad, salud, medio ambiente-SSOMA y responsabilidad social de la empresa.
2007 – 2009	Jefe de Seguridad, Salud, Ambiente y Responsabilidad Social. Responsable de la gestión de seguridad, salud, medio ambiente-SSOMA y responsabilidad social de la empresa.
2005 – 2006	Supervisor técnico y de HSE. Responsable de la implementación y el seguimiento del sistema de gestión ambiental-SGA.

1997 – 2003	MOBIL OIL DEL PERÚ S.R.L. Empresa subsidiaria de ExxonMobil dedicada a la fabricación, distribución y comercialización de aceites lubricantes y especialidades, distribución y comercialización de combustibles a los sectores retail e industria, operación y comercialización a través de estaciones de servicio.
2000 – 2003	Supervisor de Flota. Responsable del servicio de transporte para la distribución mayorista de combustibles líquidos a nivel país.
1997 – 2000	Supervisor de HSE. Responsable del cumplimiento del plan de inspecciones EHS de la planta de lubricantes.

1993 – 1997	INTERTEK TESTING SERVICES (PERÚ) S.A. La empresa es un proveedor líder de aseguramiento de calidad total para la industria. Opera laboratorios y oficinas en más de 100 países ofreciendo servicios de aseguramiento, pruebas, inspección y certificación para las operaciones y cadenas de suministro de clientes.
-------------	---

1997 – 2003	Inspector de Petróleo. Responsable de la certificación de calidad y cantidad de petróleo y gas en refinerías, terminales locales y buques- tanque.
-------------	--

Abelardo Contreras Panibra

Ingeniero Petroquímico colegiado, especializado en Gestión de la Energía y en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural. Amplia experiencia en operaciones y planificación técnica de sistemas de transporte de hidrocarburos por ductos, evaluación operativa y mejora continua. Desempeño activo como docente universitario y ponente técnico en congresos del sector energético.

FORMACIÓN

2022 – 2024 Universidad Nacional de Ingeniería - UNI

Egresado de la maestría en ciencias con mención en Ingeniería de Petróleo y Gas Natural

2011 – 2013 Escuela de Administración de Negocios para Graduados - ESAN

Egresado de la maestría especializada en Gestión de la Energía.

2018 – 2018 Universidad Nacional de Ingeniería - UNI

Ingeniero Petroquímico.

2001 – 2006 Universidad Nacional de Ingeniería - UNI

Bachiller en ciencias con mención en Ingeniería Petroquímica.

EXPERIENCIA

2022 – actual	TRANSPORTADORA DE GAS DEL PERÚ S.A. Empresa concesionaria responsable del diseño, construcción y operación del sistema de transporte por ductos del gas natural y los líquidos de gas natural de Camisea.
2022 – actual	Coordinador de Planeamiento Operativo. Responsable de la planificación y evaluación técnica de los sistemas de transporte por ductos de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del yacimiento Camisea.
2008 – 2022	COMPAÑÍA OPERADORA DE GAS DEL AMAZONAS S.A.C. Empresa calificada para brindar el servicio de operación y mantenimiento de Sistemas de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural, plantas compresoras y estaciones de bombeo ubicados desde Camisea hasta la costa peruana
2010 – 2022	Analista/Coordinador de Planeamiento Operativo. Responsable del soporte en la planificación operativa y seguimiento de

	mantenimientos en el sistema de transporte por ductos de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural del sistema Camisea
2008 – 2010	Especialista de Sala de Control. Responsable de la operación en tiempo real del sistema de transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural mediante SCADA.

2007 – 2008	PLUSPETROL PERÚ CORPORATION S.A. Empresa privada de capital internacional, operadora del Consorcio Camisea. Responsable de la producción de gas natural en los lotes 88 y 56 en la selva de Cusco y del procesamiento del gas natural y líquidos de gas natural.
2007 – 2008	Operador de Procesos. Responsable de la operación y supervisión de unidades de fraccionamiento, topping, sistemas de hot oil, almacenamiento y despacho de productos en la Planta de Fraccionamiento de Pisco.

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN EJECUTIVO	1
CAPÍTULO I	2
1. Introducción	2
1.1. Antecedentes o planteamiento del problema.....	2
1.2. Objetivo General	4
1.3. Objetivos Específicos.....	4
1.4. Alcances y Limitaciones	5
1.4.1. Alcances	5
1.4.2. Limitaciones	5
1.5. Contribución.....	6
1.6. Metodología	6
1.7. Marco Conceptual o Marco de la Investigación.....	7
1.7.1. Disponibilidad e Indisponibilidad	8
1.7.2. Vulnerabilidad del Sistema Energético	9
1.7.3. Resiliencia de la Infraestructura Crítica	9
1.7.4. Seguridad Energética.....	10
1.7.5. Costos de Energía No Suministrada.....	11
CAPÍTULO II	12
2. Desarrollo de la problemática o situación	12
2.1. Análisis de amenazas y vulnerabilidades del sistema de transporte	12
2.1.1. Amenazas naturales en el territorio nacional	12
2.1.2. Vulnerabilidad del sistema de transporte por ductos	13
2.1.3. Eventos históricos y sus impactos	14
2.1.4. Análisis estructural de vulnerabilidad	16

2.2.	Evaluación de la resiliencia del sistema energético y su infraestructura de respaldo.....	17
2.2.1.	Centralización del suministro y dependencia estructural.....	17
2.2.2.	Infraestructura de respaldo existente: evaluación de capacidades	18
2.2.3.	Capacidades institucionales y normativas.....	21
2.2.4.	Lecciones aprendidas de últimos eventos en la región (2020-2025).	23
2.2.5.	Entrevistas a expertos.....	24
	CAPÍTULO III.....	40
3.	Formulación de estrategias de resiliencia.....	40
3.1.	Estrategia de reconversión de la planta Melchorita como solución de resiliencia energética ante eventos naturales	41
3.1.1.	Viabilidad técnica.....	41
3.1.2.	Viabilidad económica.....	46
3.1.3.	Viabilidad regulatoria.....	55
3.2.	Evaluación Costo-Beneficio (ECB) de la reconversión de la planta Melchorita.....	58
3.2.1.	Justificación energética y económica: costos evitados ante interrupciones..	58
3.2.2.	Análisis Costo-Beneficio (ECB).....	59
3.2.3.	Impacto tarifario.....	63
3.3.	Formulación de lineamientos de resiliencia y recomendaciones de política energética	68
	CAPÍTULO IV.....	70
4.	Conclusiones	70
	CAPÍTULO V.....	73
5.	Recomendaciones.....	73
	BIBLIOGRAFÍA	75

LISTA DE TABLAS

2-1 Eventos que podrían afectar al sistema de transporte por ductos	12
2-2 Fallas en los ductos del STD originados por eventos naturales.....	15
2-3 Infraestructura de respaldo del sistema de transporte por ductos de Camisea	19
2-4 Lecciones aprendidas por tipo de amenaza en sistemas de transporte	24
2-5 Análisis de sentimiento de expertos sobre riesgos y resiliencia.....	39
3-1 Análisis técnico de activos existentes y requerimientos para reconversión temporal de la planta PERU LNG.....	42
3-2 Demanda energética estimada en el sector Costa ante contingencia por interrupción del ducto Camisea	43
3-3 Configuración recomendada de sistemas de vaporización para operación de respaldo en la planta PERU LNG	44
3-4 Requisitos técnicos para la conectividad e inyección de gas regasificado desde PERU LNG al sistema TGP.....	45
3-5 Escenarios técnicos de ampliación modular para fortalecer la reconversión de PERU LNG	46
3-6 Demanda energética objetivo y autonomía estimada por escenario de reconversión de PERU LNG	47
3-7 Estimación del CAPEX por escenario de reconversión de PERU LNG como terminal de regasificación	49
3-8 Estimación de costos operativos unitarios y OPEX anual por escenario de operación de respaldo en PERU LNG	51
3-9 Resumen comparativo de inversión inicial (CAPEX) y costos operativos anuales (OPEX) por escenario	52
3-10 Resumen del análisis financiero: inversión total, tarifa requerida y rentabilidad por escenario de reconversión	53
3-11 Marco normativo aplicable a la reconversión de PERU LNG como terminal de regasificación de emergencia.....	57
3-12 Proyección del valor presente (VP) de pérdidas económicas evitadas ante interrupciones del suministro de gas natural.....	62
3-13 Relación beneficio/costo estimada para el escenario base de reconversión de PERU LNG	63

3-14 Resumen de esquemas tarifarios aplicados para financiar infraestructura energética crítica..... 67

LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1-1: Matriz Energética del Perú 2022 (Unidad: PJ).....	2
Ilustración 1-2: Sistema de Transporte por ductos de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de TGP	3
Ilustración 2-1: El sistema de transporte por ductos de Camisea y sitios de incidentes por deslizamientos de tierra	14
Ilustración 3-1: Planta de Licuefacción de Gas Natural - Perú LNG.....	40
Ilustración 3-2: Impacto de una interrupción de suministro de gas natural sobre los costos marginales del sistema eléctrico (enero 2025).....	60

LISTA DE ANEXOS

Anexo 1: Calendario de riesgos 2014 – INDECI.....	83
Anexo 2: Amenazas de origen natural sobre el derecho de vía	84
Anexo 3: Entrevistas a expertos - Listado de preguntas	87
Anexo 4: Matriz de respuesta de los expertos.....	88
Anexo 5: Entrevistas a expertos – Análisis de sentimiento	92
Anexo 6: Flujo de caja y tarifas requeridas para lograr viabilidad financiera a 20 años con 12% de descuento.....	94

GLOSARIO DE TÉRMINOS

- B/C – Relación Beneficio / Costo. Indicador económico que compara el valor presente de los beneficios con el de los costos de un proyecto. Un valor mayor a 1 indica rentabilidad.
- Cargo Tarifario SISE – Cargo unitarios determinado por Osinergmin para asegurar el desarrollo del SISE
- COES – Comité de Operación Económica del Sistema.
- DANA – Depresión Aislada en Niveles Altos. Fenómeno meteorológico que puede provocar lluvias intensas, granizo y nevadas en la sierra sur del Perú.
- DDN – Sistema de Transporte por Ductos de LGN.
- DDV – Derecho de Vía.
- DGEE – Dirección General de Eficiencia Energética.
- ENS – Energía No Suministrada. Energía que la demanda requiere, pero no puede ser entregada. Puede referirse al sector eléctrico (MWh) o al gas natural (MMBtu).
- FISE – Fondo de Seguridad Energética.
- GNL – Gas Natural Licuefactado (LNG en inglés).
- GNL ORV – GNL regasificado mediante Open Rack Vaporizer, que utiliza agua de mar como fluido térmico.
- GNL SCV – GNL regasificado mediante Submerged Combustion Vaporizer, que usa combustión sumergida en baño de agua.
- GN – Gas Natural.
- Gasoducto de TGP – Ducto que transporta GN desde Las Malvinas hasta el City Gate de Lurín.

- Gasoducto Sur Peruano – Proyecto de gasoducto entre Las Malvinas y el sur del país.
- Generación de Reserva Fría – Centrales ganadoras de licitación convocada por ProInversión bajo el D.S. N.º 001-2010-EM, para respaldo energético.
- LGN – Líquidos de Gas Natural.
- MIG – Mecanismo de Ingresos Garantizados. Esquema que permite recuperar inversiones en infraestructura crítica mediante pagos tarifarios regulados.
- MINEM – Ministerio de Energía y Minas.
- MMPC – Millones de Pies Cúbicos.
- MMPCD – Millones de Pies Cúbicos Diarios.
- MMSFT – Millones de Pies Cúbicos Estándar.
- MMSm³ – Millones de Metros Cúbicos Estándar.
- MMBtu – Millones de Unidades Térmicas Británicas. Unidad para medir contenido energético del gas natural.
- Osinergmin – Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería.
- PCSPT – Peaje por Conexión al Sistema Principal de Transmisión.
- Reserva Fría del SEIN – Capacidad de generación térmica desconectada del sistema, lista para ser activada.
- SEIN – Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.
- SISE – Sistema de Seguridad Energética.
- Sm³ – Metros Cúbicos Estándar.
- STD – Sistema de Transporte por Ductos. Incluye los ductos de GN y LGN desde Camisea hasta la costa.

RESUMEN EJECUTIVO

El sistema energético peruano depende del gas natural y los líquidos del yacimiento de Camisea, cuya infraestructura —más de 1,200 km de ductos— constituye un nodo crítico sin rutas de respaldo ni almacenamiento estratégico. Esta investigación analiza su vulnerabilidad ante fenómenos naturales y propone estrategias de resiliencia para asegurar la continuidad del suministro energético.

El análisis de eventos históricos, entrevistas a expertos y revisión normativa evidenció que amenazas como deslizamientos, huacos, sismos e inundaciones afectan tramos críticos del sistema, especialmente en la selva y zona andina. La falta de redundancia y cobertura operativa refleja una alta exposición al riesgo de desabastecimiento.

Como estrategia prioritaria, se evaluó la reconversión de la planta PERU LNG (Melchorita) en una terminal de regasificación de respaldo. Esta solución —basada en vaporizadores ORV/SCV, compresión e interconexión al nodo de Chilca— permitiría inyectar hasta 800 MMPCD de gas en condiciones de emergencia, aprovechando la infraestructura existente y escalándola según tres escenarios técnicos.

La propuesta se evaluó bajo escenarios de uso y severidad, usando cifras de Vásquez Cordano (2019): USD 335 millones por evento de un día y USD 30,000 millones por evento de 90 días. Su magnitud se valida con el evento de 2023, que generó sobrecostos superiores a USD 2,000 millones en 25 días (Cruz, 2023). Estos antecedentes confirman la necesidad de contar con infraestructura que mitigue eventos de alto impacto, independientemente de su frecuencia. Se aplicó una proyección a 20 años y frecuencia bienal para el análisis costo-beneficio. En el caso base, la tarifa requerida es de USD 0.63/MMBtu; incluso con uso quinquenal, se mantiene en USD 0.64/MMBtu, con una relación beneficio/costo superior a 5.5. El impacto tarifario estimado es menor a S/ 0.01 por kWh, resultando social y económicamente viable.

El análisis concluye que la propuesta es técnica, económica y jurídicamente viable bajo el Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG), sin requerir cambios regulatorios. Su implementación permitiría mitigar pérdidas por interrupciones prolongadas y consolidar un pilar estructural de resiliencia energética para el país.

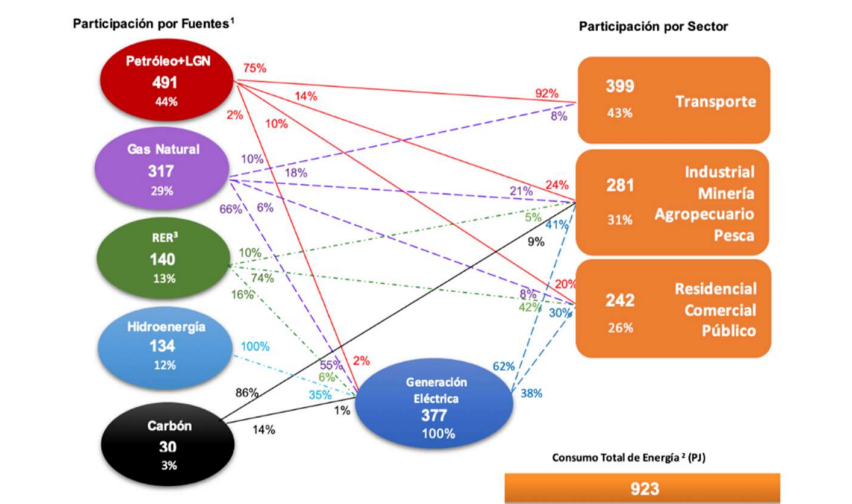
CAPÍTULO I

1. Introducción

1.1. Antecedentes o planteamiento del problema

La matriz energética del Perú depende significativamente del gas natural, que representa el insumo principal para el 40-50 % de la energía eléctrica generada en el país. Asimismo, los líquidos del gas natural constituyen la materia prima para aproximadamente el 70 % del Gas Licuado de Petróleo (GLP) consumido a nivel nacional. En conjunto, el gas natural representa el 29 % de la matriz energética primaria, mientras que los líquidos del gas natural representan cerca del 66,5 % de la producción total de hidrocarburos líquidos del país (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2022; 2024). En conjunto ambos recursos representan el 65.5 % de la matriz energética.

Ilustración 1-1: Matriz Energética del Perú 2022 (Unidad: PJ)



NOTA:

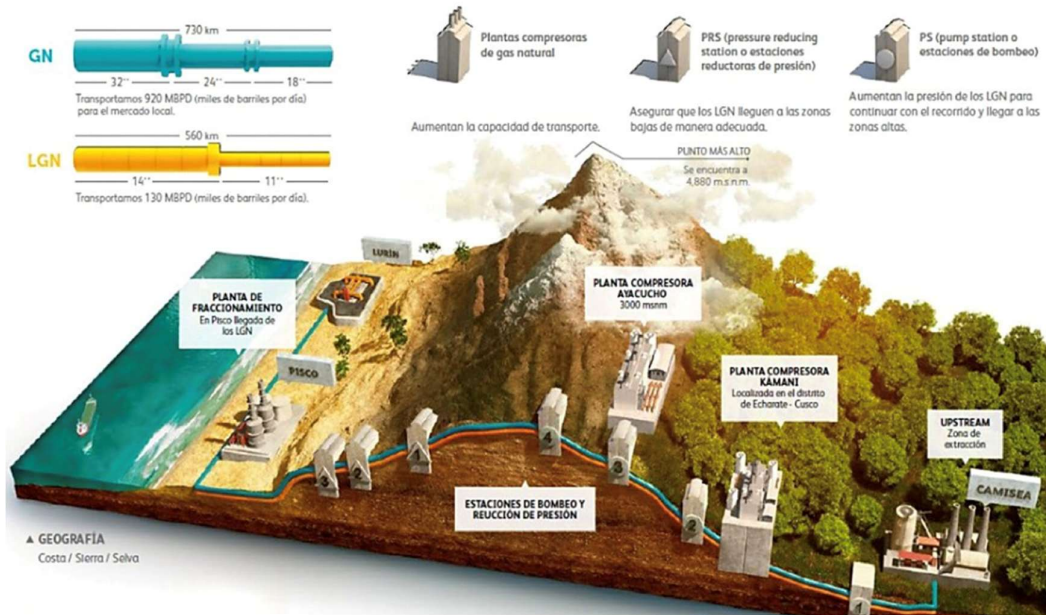
- 1: Después de pasar por los Centros de Transformación y/o descontadas las pérdidas, excepto para generación eléctrica.
- 2: No considera consumos finales de No Energéticos.
- 3: RER (Recurso de Energía Renovable) integra a la Biomasa (Leña, Bosta & Yareta, Bagazo y Carbón Vegetal), biogas, energía eólica y energía solar.
- 4: No incluye el consumo de combustibles por bunker dentro del sector transporte.
1/ La participación del consumo de electricidad en el sector transporte es mínima.
2/ PJ = 1015 Joule

Fuente: Balance Nacional de Energía 2022 (MINEM/DGEE)

Estos recursos se transportan a través de un sistema de gasoducto y poliducto que conectan las instalaciones del yacimiento Camisea con los principales centros de consumo ubicados en la costa peruana. El sistema comprende aproximadamente 1,200

kilómetros de ductos que atraviesan las tres regiones naturales del país: selva, sierra y costa.

Ilustración 1-2: Sistema de Transporte por ductos de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de TGP



Fuente: Transportadora de Gas del Perú (TGP, 2023). Recuperado del Reporte de Sostenibilidad 2023.

A pesar de su importancia estratégica, esta infraestructura enfrenta múltiples desafíos derivados de su ubicación, entorno geográfico y trazado por terrenos complejos. Está expuesta a amenazas naturales como deslizamientos de tierra, reptaciones, flujos de detritos (huaicos), sismos, lluvias intensas e inundaciones. Estos eventos vienen incrementando su frecuencia e intensidad como consecuencia de los efectos del cambio climático (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático [IPCC], 2021). La relevancia de estas amenazas varía por región, pero todas representan riesgos significativos para la seguridad energética del país.

La falta de infraestructura de respaldo (redundancia) y los prolongados tiempos requeridos para la rehabilitación del servicio tras interrupciones, especialmente en el transporte de gas natural y líquidos del gas natural, agravan la situación. Un evento disruptivo que cause una rotura en uno o ambos ductos en cualquier sector puede derivar en la interrupción total del suministro. Esto afectaría directamente a sectores clave tales como la generación termoeléctrica, la industria, y los consumidores residenciales y

comerciales. En casos extremos, podría ser necesario racionalizar el suministro energético por un período de tiempo determinado, dependiendo de la magnitud, intensidad y recurrencia de los eventos.

Actualmente, existe escasa literatura sobre las vulnerabilidades específicas del sistema energético peruano, así como sobre las capacidades necesarias para aumentar su resiliencia frente a riesgos naturales. Por ello, es fundamental incorporar en el análisis los conceptos de riesgo, vulnerabilidad y resiliencia. Estos conceptos, ampliamente desarrollados por la literatura de gestión del riesgo de desastres de las Naciones Unidas y promovidos a través del Marco de Sendai para la Reducción del Riesgo de Desastres 2015–2030 (Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres [UNISDR], 2015), han sido adoptados en Perú mediante la Ley N.º 29664 – Ley del Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres (Presidencia del Consejo de Ministros del Perú, 2011).

En este contexto, el presente proyecto de investigación aplicada busca contribuir a la seguridad energética nacional mediante el análisis de las vulnerabilidades y la identificación de oportunidades para desarrollar capacidades de resiliencia en el sistema energético peruano. Un evento de gran magnitud podría escalar a una emergencia nacional, como ya ha ocurrido en otros países de la región sudamericana; los más recientes agravados por los efectos del cambio climático (Reuters, 2024).

1.2. Objetivo General

Proponer lineamientos estratégicos y normativos para fortalecer la resiliencia del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos ante eventos naturales disruptivos, asegurando la continuidad del suministro y la seguridad energética en el Perú.

1.3. Objetivos Específicos

Identificar las amenazas naturales que pueden comprometer la integridad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos, tomando en cuenta las condiciones geográficas particulares y los impactos potenciales derivados del cambio climático, con la finalidad de establecer el alcance de la exposición y vulnerabilidad del sistema de transporte por ductos.

Evaluar el nivel actual de resiliencia del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos en Perú, analizando la infraestructura existente, con la finalidad de identificar la capacidad del sistema energético para responder y recuperarse ante eventos naturales disruptivos, considerando la alta dependencia del mercado peruano del gas natural y los líquidos del gas natural.

Determinar la viabilidad técnica, económica y regulatoria para implementar estrategias específicas de resiliencia en el sistema de transporte por ductos de gas natural y líquidos de gas natural, mediante una evaluación costo-beneficio que permita sustentar la propuesta de lineamientos normativos, estratégicos y posibles incentivos orientados a fortalecer la resiliencia del sistema ante fenómenos naturales disruptivos.

1.4. Alcances y Limitaciones

1.4.1. Alcances

La presente tesis tiene por alcance la evaluación de las capacidades de resiliencia del sistema energético peruano ante la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos a fenómenos naturales de magnitud tal, que interrumpan el suministro por tiempo prolongado a indefinido, superando las capacidades de la infraestructura actual. Asimismo, proponer y evaluar el costo-beneficio de estrategias planteadas para reforzar la seguridad energética del país.

En su desarrollo, el proyecto se construirá a partir de un escenario de indisponibilidad total de la infraestructura del sistema de gas natural y líquidos de gas natural provenientes del yacimiento de Camisea, sin incluir otros sistemas de suministro energético existentes en el país.

En consecuencia, el planteamiento de las estrategias de resiliencia considerará la continuidad del uso del gas natural y los líquidos de gas natural como fuentes primarias en la matriz energética peruana, sin abordar otras fuentes de energía.

1.4.2. Limitaciones

En la ejecución de la presente tesis se identificaron las siguientes limitaciones:

- a) Acceso limitado a información técnica confidencial.
- b) Falta de datos públicos actualizados de eventos y afectaciones.

- c) Escasez de estudios oficiales sobre análisis de riesgo multiamenaza a la infraestructura energética.
- d) Dependencia de simulaciones o escenarios teóricos y estadísticos comparativos.
- e) Marco normativo de seguridad energética, en desarrollo.

1.5. Contribución

La principal contribución del presente estudio es la identificación y análisis de las vulnerabilidades del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos ante fenómenos naturales de gran magnitud, con el fin de proponer estrategias de resiliencia que fortalezcan la seguridad energética del país. Las estrategias planteadas se basarán en la infraestructura existente del proyecto Camisea, sin alterar la matriz energética actual, y permitiendo la rehabilitación del suministro mientras se lleva a cabo la recuperación del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos de Camisea.

En ese contexto, esta investigación se orienta a evaluar una solución estructural concreta: la reconversión de la planta PERU LNG, ubicada en Melchorita, como terminal de recepción y regasificación de Gas Natural Licuefactado (GNL) de respaldo ante contingencias severas. Esta alternativa fue seleccionada por su viabilidad técnica, ubicación estratégica, y compatibilidad con el marco regulatorio vigente, permitiendo así una evaluación detallada de sus implicancias económicas, operativas y normativas.

1.6. Metodología

La presente tesis empleará un enfoque cualitativo para caracterizar las vulnerabilidades del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos frente a fenómenos naturales de gran magnitud, así como identificar estrategias de resiliencia para reforzar la seguridad energética del país. Esta investigación es del tipo exploratoria y la recolección de datos se ha realizado mediante el método de encuesta a expertos con probada experiencia profesional en la materia.

La metodología cubrirá los siguientes cuatro aspectos principales:

- a) Análisis de amenazas y vulnerabilidades del sistema de transporte por ductos.*

Se identificarán los principales riesgos de origen natural con potencial para comprometer la integridad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos e interrumpir el suministro, en un contexto de cambio climático.

b) Evaluación de la resiliencia del sistema energético y su infraestructura de respaldo.

Se analizarán las capacidades actuales del sistema de transporte para enfrentar y recuperarse de interrupciones causadas por fenómenos naturales. Se estudiará la infraestructura existente del sistema de Camisea, su potencial para suplir temporalmente la demanda de la fuente primaria de energía considerando la dependencia de este combustible en el mercado peruano.

c) Formulación de estrategias de resiliencia.

Se formularán recomendaciones técnicas para fortalecer la capacidad de rehabilitación del sistema energético ante eventos naturales de gran magnitud, mientras se recupera el sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos. Estas recomendaciones podrán incluir inversiones en infraestructura y operatividad incorporando un enfoque en el uso eficiente de los activos existentes para incrementar la seguridad energética y minimizar el impacto de interrupciones prolongadas en el suministro de gas natural y líquidos de gas natural.

d) Evaluación costo-beneficio (ECB) de las estrategias de resiliencia planteadas.

Se evaluarán las estrategias planteadas conforme la metodología de costo-beneficio considerando el costo de las fuentes primarias alternativas disponibles de corto plazo de implementación priorizando el suministro de energía a los usuarios domésticos, residenciales e industriales, así como la generación de energía eléctrica al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

1.7. Marco Conceptual o Marco de la Investigación

El presente marco conceptual busca establecer las definiciones clave y enfoques teóricos que sustentan el análisis de vulnerabilidad y resiliencia del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural frente a fenómenos naturales. Estos conceptos se estructuran en torno a tres ejes fundamentales: disponibilidad del recurso energético, resiliencia infraestructural y seguridad energética del país.

1.7.1. Disponibilidad e Indisponibilidad

La disponibilidad del gas natural y líquidos de gas natural proveniente del yacimiento de Camisea se refiere a la capacidad continua, segura y accesible de extraer, procesar, transportar y suministrar este recurso desde sus campos de producción hasta los centros de consumo en la costa central del país.

Este concepto implica:

- Existencia de reservas probadas en cantidades suficientes.
- Funcionamiento operativo del sistema de transporte por ductos (gas y líquidos).
- Integridad física y técnica de la infraestructura.
- Estabilidad legal y contractual que permita el flujo ininterrumpido del recurso.

La indisponibilidad del gas natural de Camisea se refiere a la interrupción parcial o total del flujo del recurso, que impide su entrega en las condiciones, tiempos y volúmenes requeridos por el sistema energético nacional.

Para el sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos, en conformidad con los contratos BOOT de concesión del transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos: “El sistema deberá ser diseñado, construido, mantenido y operado para restringir paros no programados y proporcionar una disponibilidad de 99 % para un año continuo. Un paro no programado será definido como una falla en cubrir la demanda (...)”. Asimismo, “El Sistema de Transporte (...) deberá tener suficiente capacidad de respaldo y redundancia, así como de efectivos procedimientos de mantenimiento para alcanzar la disponibilidad especificada” (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, s.f.).

El único caso por el que ninguna de las partes es imputable por el cumplimiento parcial, tardío o defectuoso de la disponibilidad corresponde a una condición de fuerza mayor debidamente acreditada. Ambos contratos BOOT refieren que: “el término ‘Fuerza Mayor’ significará un evento, condición o circunstancia más allá del control razonable y previsible de la Parte que la invoca, la cual, a pesar de los esfuerzos razonables de la Parte para prevenirla o mitigar sus efectos, causa un retraso o suspensión material de cualquier obligación impuesta bajo este Contrato, incluyendo,

pero no limitándose a (...) cualquier terremoto, inundación, tormenta, huracán, tornado, tormenta eléctrica o eventos naturales similares; incendio, explosión o eventos similares, siempre que afecten de manera directa, total o parcialmente, al Sistema de Transporte” (Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería, s.f.).

1.7.2. Vulnerabilidad del Sistema Energético

Siendo que el alcance del presente proyecto se refiere a la vulnerabilidad del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos ante fenómenos naturales de gran magnitud, se toma como referencia la Ley N.º 29664, que en su artículo 2º define la vulnerabilidad como “la susceptibilidad de la población, la estructura física o las actividades socioeconómicas, de sufrir daños por acción de un peligro o amenaza”. Asimismo, se establece que el análisis de vulnerabilidad es el “proceso mediante el cual se evalúan las condiciones existentes de los factores de la vulnerabilidad: exposición, fragilidad y resiliencia, de la población y de sus medios de vida” (Perú, 2011)

Por las referencias a la estructura física y a las actividades socioeconómicas de la población y sus medios de vida, consideramos que esta definición es aplicable al alcance del presente estudio. Por tal razón, se entenderá la vulnerabilidad en el contexto energético como el grado de exposición, sensibilidad y capacidad de respuesta del sistema energético frente a amenazas externas, en especial a eventos de origen natural que puedan interrumpir su disponibilidad o funcionamiento.

1.7.3. Resiliencia de la Infraestructura Crítica

Por consistencia con el concepto previo, para definir resiliencia mantenemos la referencia a la Ley N.º 29664 que en su artículo 2º define resiliencia como la “capacidad de las personas, familias y comunidades, entidades públicas y privadas, las actividades económicas y las estructuras físicas, para asimilar, absorber, adaptarse, cambiar, resistir y recuperarse, del impacto de un peligro o amenaza, así como de incrementar su capacidad de aprendizaje y recuperación de los desastres pasados para protegerse mejor en el futuro.”

En su aplicación a la infraestructura crítica del sistema energético, y en específico al del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos, la resiliencia se entiende como la capacidad del sistema para anticiparse, resistir, absorber,

adaptarse y recuperarse rápidamente ante perturbaciones, como eventos naturales extremos, fallas técnicas, crisis sociales o interrupciones prolongadas del suministro, hasta su restablecimiento en condiciones aceptables y con mínimos impactos económicos y sociales.

1.7.4. Seguridad Energética

La Agencia Ambiental Europea, EEA por sus siglas en inglés, define la seguridad energética o seguridad de suministro como la disponibilidad de energía en todo momento en diversas formas, en cantidades suficientes y a precios razonables y/o asequibles (Clingendael International Energy Programme, 2004).

En el Perú, según el documento de trabajo N° 40: Regulación del sector energía, de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico – Osinergmin (2016), en su sección sobre seguridad energética, se cita lo siguiente: “Desde una perspectiva económica, Bohi y Toman (1996) definen la inseguridad energética como la pérdida de bienestar resultante de un cambio en el precio o la disponibilidad física de la energía.” Asimismo, se referencian estudios sobre el impacto de distintas alternativas de interrupciones del servicio de transporte de gas sobre la economía peruana (Osinergmin, 2016). Dicho en términos del mismo documento: “Los resultados de dicho estudio señalan que los desastres pueden afectar la infraestructura energética de un país y generar interrupciones prolongadas de los servicios, en particular cuando se trata de líneas de alta tensión o gasoductos troncales.”

Consistentemente con los párrafos previos, el marco normativo peruano cuenta con un Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, creado mediante la Ley N° 29852 (Congreso de la República del Perú, 2012a) y su reglamento el Decreto Supremo N° 021-2012-EM (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2012), y con la declaración del interés nacional en el afianzamiento de la seguridad energética, mediante la Ley N° 29970 (Congreso de la República del Perú, 2012b) y su respectivo reglamento, el Decreto Supremo N.º 005-2014-EM (Ministerio de Energía y Minas, 2014).

Este sistema fue creado con la finalidad de dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético, y está constituido por redes de ductos e instalaciones de almacenamiento para asegurar el abastecimiento de combustibles al país. Este sistema se soporta en la Ley Orgánica de Hidrocarburos (Congreso de la

República del Perú, 1993), la Ley de Concesiones Eléctricas (Congreso de la República del Perú, 1992), la Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía (Congreso de la República del Perú, 2000) y la Política Energética Nacional del Perú 2010–2040, señalada en el D.S. N.º 064-2010-EM (Congreso de la República del Perú, 2010).

En resumen, la seguridad energética en Perú se enfoca en garantizar un suministro ininterrumpido de energía a precios accesibles, promoviendo la eficiencia energética, la diversificación de fuentes y la gestión de los riesgos, mediante un marco regulatorio que abarca tanto la industria de hidrocarburos como el sector eléctrico.

1.7.5. Costos de Energía No Suministrada

Los costos de energía no suministrada (ENS) representan el valor económico de las pérdidas ocasionadas por la interrupción del suministro energético a los usuarios finales. Este concepto se utiliza para cuantificar el impacto económico de eventos como fallas técnicas, fenómenos naturales o emergencias que impiden la entrega oportuna de energía. En otras palabras, el ENS es una medida de los daños económicos indirectos que resultan cuando una demanda de energía no puede ser satisfecha debido a una interrupción.

En el contexto del sistema de transporte de gas natural de Camisea, los costos de energía no suministrada se producen cuando:

- Se interrumpe el flujo de GN por los ductos debido a sismos, deslizamientos, huaicos, o fallas técnicas.
- Centrales eléctricas de ciclo combinado que dependen del GN no pueden operar.
- Se recurre a generación con diésel, lo que encarece drásticamente el costo marginal de la electricidad.
- Industrias, comercios y usuarios residenciales enfrentan cortes de energía o incremento en los precios.

Incorporar el concepto de costos de energía no suministrada permite valorar económicamente la vulnerabilidad del sistema de ductos, justificar inversiones en resiliencia y redundancia y diseñar estrategias costo-efectivas para reducir el impacto de interrupciones por eventos naturales.

CAPÍTULO II

2. Desarrollo de la problemática o situación

2.1. Análisis de amenazas y vulnerabilidades del sistema de transporte

2.1.1. Amenazas naturales en el territorio nacional

El territorio nacional ofrece peligros y amenazas de origen natural presentes en los desiertos costeros, las altas montañas andinas y las húmedas tierras bajas amazónicas, los cuales han sido tipificados según su temporalidad por el Instituto de Defensa Civil - INDECI (ver Anexo 1, Calendario de riesgos INDECI 2014). Asimismo, el Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres – CENEPRED (2024) estima y localiza los peligros con un alcance para el período 2025–2027 (Anexo 2). A partir de esta información se elabora la siguiente tabla de referencia.

Tabla 2-1: Eventos que podrían afectar al sistema de transporte por ductos

Zona Geográfica	Tipo de Evento Natural	Temporalidad / Frecuencia	Implicancias para los Ductos
Selva alta (Cusco – Camisea, Malvinas)	Lluvias intensas, crecidas de ríos, huaicos.	Alta (dic-abr; eventos anuales e interanuales).	Socavamiento, erosión, inestabilidad en bases de soporte.
	Deslizamientos y huaicos.	Moderada a alta (especialmente en época de lluvias)	Daños estructurales a ductos y riesgo de ruptura de ductos.
	Sismos.	Baja a moderada, potencialmente destructiva.	Riesgo de ruptura o desalineación de ductos.
Zona andina (Cusco – Ayacucho – Huancavelica)	Sismos y fallas geológicas.	Moderada a alta (zona sísmica activa).	Daño directo a ductos, plantas, estaciones de bombeo y válvulas.
	Lluvias intensas y huaicos.	Alta estacional (dic-abr); riesgo interanual.	Bloqueo de accesos, impacto en taludes, drenajes insuficientes.
	Deslizamientos de laderas.	Alta (en zonas de pendiente pronunciada).	Ruptura de ductos o desplazamiento de suelos.

Vertiente costera y zonas de quebradas (Ica – Lima)	Huacos, lluvias concentradas.	Ocasional (Niño costero, ciclones, anomalías climáticas).	Alta velocidad y volumen: puede arrasar con infraestructura expuesta.
	Sismos fuertes por subducción.	Alta recurrencia geológica (zona Lima–Chilca–Pisco).	Riesgo estructural grave por ruptura del sistema principal.
	Inundaciones puntuales.	Moderada (en quebradas secas activadas).	Obstrucción de ductos superficiales, acceso limitado.

Fuente: Elaboración de los autores

Se destacan las siguientes observaciones clave:

1. La mayor combinación de amenazas se concentra en la zona de transición entre selva alta y sierra, donde coinciden lluvias, deslizamientos y sismos.
2. La zona costera, aunque más estable climáticamente, representa alto riesgo sísmico y de huacos intensos por eventos extremos como El Niño, DANA u otros eventos atípicos debidos al cambio climático.
3. La temporalidad estacional (diciembre–abril) debe ser considerada para programar el mantenimiento preventivo y reforzamiento estructural.

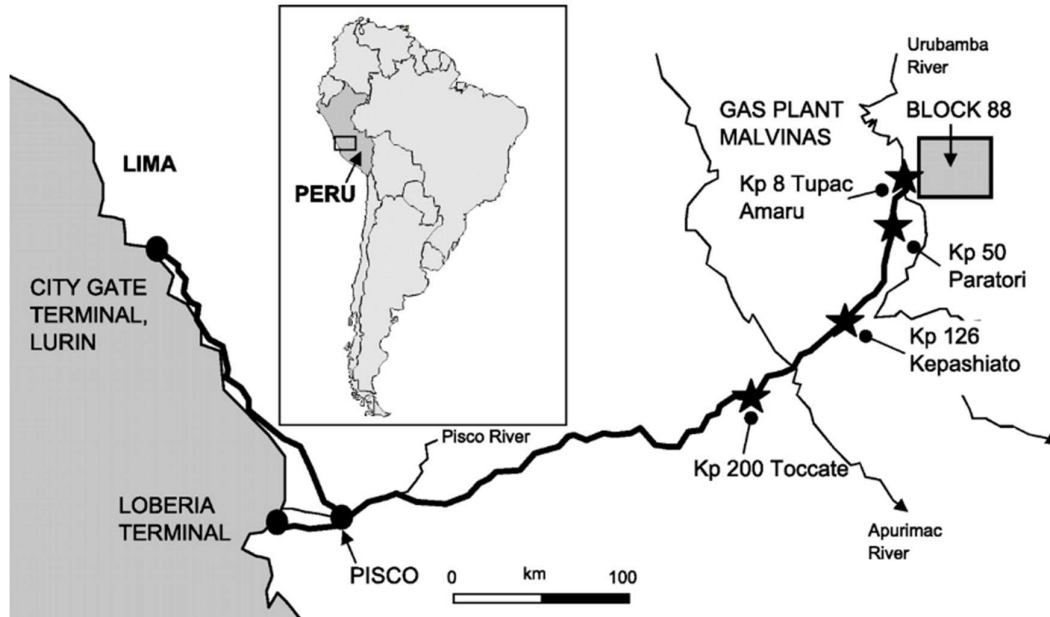
2.1.2. Vulnerabilidad del sistema de transporte por ductos

En junio del 2009, fue publicado un artículo titulado *Landslide-related ruptures of the Camisea pipeline system, Peru*, referido a las rupturas del ducto de Camisea debidas a deslizamientos de tierra (Lee et al., 2009), en la *Revista trimestral de Ingeniería Geología e Hidrogeología* de la Sociedad Geológica de Londres.

El sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos de Camisea, Perú, comprende dos ductos enterrados dentro del mismo derecho de vía. Un gasoducto de 714 km y un poliducto de líquidos de gas natural (LGN) de 540 km. Ambos ductos inician su recorrido en Malvinas, en la selva amazónica, y continúan a través de las regiones andina hasta la costa del Pacífico. Experiencias previas de este tipo de eventos en otros ductos en la región (Colombia, Ecuador y Perú) por los últimos 50 años permitieron incluir en la ingeniería del presente proyecto aspectos clave relacionados con la selección de la ruta y estudios geológicos realizados para respaldar el diseño y la construcción del sistema de ductos, sin embargo, el ducto de LGN sufrió seis rupturas durante los primeros 30 meses de operación, cinco de estas causadas por

fenómenos naturales y geoamenazas (deslizamientos de tierra, flujo de aguas, socavación e impacto de rocas). El ducto de GN no sufrió ninguna ruptura ante los mismos eventos debido a su mayor diámetro y resistencia, no obstante, debieron llevarse a cabo investigaciones, estudios y auditorías que derivaron en importantes inversiones para minimizar los riesgos.

Ilustración 2-1: El sistema de transporte por ductos de Camisea y sitios de incidentes por deslizamientos de tierra



Fuente: Lee, E. M., Audibert, J. M. E., Hengesh, J. V., & Nyman, D. J. (2009). *Landslide-related ruptures of the Camisea pipeline system, Peru*. Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology, 42(1), 75–84. <https://doi.org/10.1144/1470-9236/08-061>

2.1.3. Eventos históricos y sus impactos

Los eventos descritos en la siguiente tabla corresponden a aquellos desencadenados por cargas externas producto de eventos o fenómenos naturales desde el inicio de la operación en agosto del 2004 hasta la fecha, habiendo ocurrido los primeros 5 en los primeros 30 meses de operación.

Tabla 2-2: Fallas en los ductos del STD originados por eventos naturales

Fecha	Progresiva aproximada (Kp aprox)	Región/Localidad	Evento / fenómeno natural asociado	Impacto (días)
22-dic-2004	8 + 850	Selva, Túpac Amaru	Falla parcial del ducto de LGN; Deslizamiento, movimiento de suelos.	GN: 0 días; LGN: 13 días
16-sep-2005	200 + 750	Sierra, Toccate	Falla total del ducto de LGN; Deslizamiento, movimiento de suelos	GN: 0 días; LGN: 04 días
24-nov-2005	50 + 900	Selva; Paratori	Falla parcial del ducto de LGN; Inundación, socavamiento y posible impacto de rocas	GN: 0 días; LGN: 13 días
4-mar-2006	126 + 950	Selva: Kepashiato	Falla total del ducto de LGN; Deslizamiento, movimiento de suelos.	GN: 0 días; LGN: 12 días
2-abr-2007	125 + 480	Selva: Kepashiato	Falla parcial del ducto de LGN; Deslizamiento, movimiento de suelos.	GN: 0 días; LGN: 6 días
3-feb-2018	8 + 900	Selva; Túpac Amaru	Falla total del ducto de LGN; Deslizamiento, movimiento de suelos.	GN: 0 días; LGN: 12 días

Fuentes: Elaboración de los autores con base en Germanischer Lloyd (2007), Osinergmin (2007, 2018) y Lee et al. (2009).

Los derrames y roturas de ductos están razonablemente bien documentados en la industria. El valor promedio anual europeo de derrames de ductos documentado por la Organización CONCAWE (Conservation of Clear Air and Water in Europe) es de 0.6 derrames /1000 Km/año, de los cuales, los deslizamientos de tierra están en alrededor del 3% (0.02/1000 Km/año).

Para los ductos andinos más antiguos el valor de derrames por rupturas “relacionadas por deslizamiento de terreno” es de 2.8/1000 Km/año. Para los ductos

construidos con la mejor practica de geingeniería moderna (posteriores a 1982) la frecuencia es de 0.33/1000Km/año. Esto implica que la aplicación de la geingeniería moderna en las rutas más recientes de ductos ha reducido significativamente las proporciones de rotura, por un factor de casi 9.

Para el ducto LGN de Camisea el valor es de 3/1000Km/año (3 eventos/año, sobre 500 Km. de terreno empinado y montañoso, en dos años). Para la fecha de la presente investigación este valor se ha reducido a 0.86/1000Km/año, con lo cual podemos esperar reducciones adicionales antes de alcanzar el factor de reducción obtenido en la industria por la aplicación de las mejores prácticas de geingeniería moderna, en tanto, el riesgo persiste y se encuentra en permanente revisión por los efectos del cambio climático.

Si bien los impactos ambientales y sociales fueron acotados en el nivel local, la sucesión de estos en tan poco tiempo llevó cuestionar la fiabilidad del proyecto, motivo por el cual, se llevó a cabo una “Auditoría Integral de los Sistemas de Transporte de Gas Natural y Líquidos de Gas Natural de Camisea” a solicitud del Estado Peruano, representado por el Ministerio de Energía y Minas.

2.1.4. Análisis estructural de vulnerabilidad

El sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos de Camisea incluye un gasoducto telescópico de 18 a 32 pulgadas y un poliducto de líquidos de gas natural (LGN) similar de 10 a 14 pulgadas. Los ductos se originan en Malvinas, cerca al yacimiento de gas de Camisea, en la selva amazónica, y continúan a través de los Andes (con una altitud máxima de 5200 m) hasta la costa del Pacífico. El sistema cruza aproximadamente 500 km de terreno extremadamente accidentado en las laderas de la selva (desde Malvinas hasta el río Apurímac), la sierra (desde el río Apurímac hasta el distrito de Huaytará) y la costa (desde distrito de Huaytará hasta el río Pisco).

Como se citó líneas arriba, el ducto de LGN se rompió en cinco ocasiones durante los primeros 30 meses de operación, lo cual motivó al Ministerio de Energía y Minas a encargar una investigación sobre las causas de las fallas, así como una auditoría independiente para determinar si estos incidentes respondían a hechos aislados o si reflejaban deficiencias sistémicas en la planificación, el diseño y/o la construcción del

sistema de transporte por ductos. La auditoría fue realizada por un equipo multidisciplinario de Germanischer Lloyd (2007), y en su informe final se identificaron los siguientes hallazgos clave:

- a) Falla en el reconocimiento de los deslizamientos de tierra como un riesgo dominante a lo largo de la ruta de los ductos.
- b) Falta de profundidad en las investigaciones geológicas de campo y análisis geotécnicos para una mejor definición y caracterización de las geoamenazas, así como el riesgo de falla.
- c) Falta de criterios de diseño (selección de soldaduras y materiales) para soportar las altas tensiones debidas a los deslizamientos de tierra u otros eventos derivados de fenómenos naturales.

Estos hallazgos derivaron en importantes inversiones con la finalidad de minimizar el riesgo de daños adicionales en ubicaciones críticas, tales como los ya materializados; asimismo, en la implementación de medidas preventivas tales como monitoreo geotécnico e hidrometeorológico, reforzamiento mecánico, sistemas de alerta temprana, programa de mantenimiento priorizado en zonas susceptibles, respuesta a emergencias, atención de urgencias, etc. no obstante, el riesgo permanece.

2.2. Evaluación de la resiliencia del sistema energético y su infraestructura de respaldo

2.2.1. Centralización del suministro y dependencia estructural

El sistema energético peruano tiene una alta dependencia estructural del gas natural y los líquidos de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea, tanto para la generación eléctrica como para el consumo industrial y residencial. Esta dependencia está configurada por:

- a) Un único sistema de transporte por ductos desde los yacimientos de Camisea (Cusco) hacia la costa central (Lima y Pisco).
- b) Concentración de infraestructura energética crítica (centrales termoeléctricas) en Chilca, la cual representa más del 40–50 % de la generación eléctrica del país.

- c) Uso masivo de gas natural vehicular (GNV), en el transporte urbano, y de gas licuado de petróleo (GLP), en el transporte urbano y residencial, cuyas fuentes primarias son transportadas desde los yacimientos de Camisea para ser procesadas y distribuidas desde la costa central del país.

Asimismo, la centralización y falta de redundancia configuran una vulnerabilidad sistémica que compromete la resiliencia del sistema energético nacional ante eventos de origen natural, fallas o restricciones por asuntos sociales. Las principales implicancias incluyen:

- Riesgo de interrupción del servicio de transporte por una única falla (de origen natural, fallas o sabotaje) en el ducto troncal.
- Ausencia de ductos alternos, almacenamiento estratégico o infraestructura de respaldo como terminales de regasificación o plantas modulares en puntos descentralizados.
- Limitaciones de acceso para responder ante emergencias en zonas de difícil acceso.
- Incremento e inestabilidad de tarifas eléctricas en casos de sustitución temporal del gas natural con diésel.
- Presión fiscal debida a la interrupción de las exportaciones de GNL desde planta Melchorita.

2.2.2. Infraestructura de respaldo existente: evaluación de capacidades

El transporte de GN y LGN en el Perú depende principalmente de un único sistema de ductos que conecta los yacimientos de Camisea (Cusco) con la costa central (Lima y Pisco). La continuidad del suministro depende de la integridad y operación ininterrumpida de este sistema.

La infraestructura de respaldo al transporte por ductos es limitada y fragmentada, lo que reduce la resiliencia general del sistema ante fallas prolongadas, describimos las principales instalaciones / activos en la siguiente tabla:

Tabla 2-3: Infraestructura de respaldo del sistema de transporte por ductos de Camisea

Infraestructura de respaldo	Instalación/ activos	Condición
Centrales térmicas duales (GN + diésel)	Planta Ilo	Capacidad de 564 MW, planta dual GN + diésel. Opera principalmente con diésel. Está diseñada para actuar como planta de reserva.
	Planta Fénix Power	Capacidad de 578 MW, planta dual GN + diésel. Opera principalmente con GN.
Reservas frías de diésel	Plantas de emergencia	Las centrales duales disponen de tanques de almacenamiento para operar de forma independiente durante unas horas a días. Las plantas de emergencia como la de Chilca, con capacidad de 100MW, pueden operar 6 horas al 100 % de carga con suministro propio.
Plantas de importación y regasificación de GNL	Planta de licuefacción Pampa Melchorita	La planta de licuefacción de pampa Melchorita es una planta para exportar GNL, no está diseñada para importar y regasificar GNL. No obstante, cuenta con estaciones de carga de GNL para abastecer camiones.
Gasoductos virtuales	Estaciones de carga de GNL	El sistema de distribución de GN suroeste (Arequipa, Moquegua y Tacna) se abastece de GNL en planta de licuefacción de pampa Melchorita y lo regasifica para la distribución regional. Capacidad limitada frente a corte sistémico del ducto.
Gasoductos alternos	No existen	Proyecto Gasoducto Sur Peruano, hoy SITGAS, paralizado. Actual concesionario del gasoducto de Camisea ha propuesto al Estado Peruano, la construcción de un gasoducto costero desde el actual que proviene de Camisea, hasta el sistema de distribución suroeste; actualmente en espera de respuesta.
Almacenamiento estratégico de GN / LGN / GLP	No existen o no se cumplen	No existen proyectos de almacenamiento de respaldo energético de GN o LGN. No necesariamente se cumplen los inventarios mínimos de almacenamiento de GLP.

Fuente: Elaboración de los autores

En resumen de la tabla:

- a) Centrales térmicas duales. - estas plantas proporcionan respaldo operacional inmediato, pero su capacidad es limitada y su uso prolongado genera altos costos debido al uso de diésel.
- b) Reservas frías de diésel. - estas reservas permiten una transición inmediata en caso de emergencia, pero son insuficientes para soportar cortes prolongados o continuos en el suministro de GN.
- c) Plantas de importación y regasificación de GNL. - la ausencia de infraestructura de almacenamiento y regasificación limita la capacidad de importar GNL como respaldo inmediato en situaciones de falla prolongada del ducto.
- d) Gasoductos virtuales. - esto representa una forma parcial de descentralización y resiliencia móvil, aunque con capacidad limitada frente a corte sistémico del ducto.
- e) Gasoductos alternativos. - no existen ductos alternativos de alcance nacional que reduzcan la concentración de riesgo en el sistema.

De lo anterior, se hace evidente que, ante un evento de interrupción prolongada del Sistema de transporte por gas natural y líquidos de gas natural por ductos de Camisea, el país se vería obligado a importar diésel y GLP a altos costos, con impacto operativo y fiscal.

Esta evaluación muestra que el Perú carece de una infraestructura de respaldo suficiente para afrontar fallas prolongadas en el sistema de transporte por ductos de GN y LGN. Esta situación limita la resiliencia energética nacional y refuerza la necesidad de una respuesta integral, que combine inversiones en redundancia, planificación de emergencias, diversificación territorial y tecnológica del suministro energético.

Aunque la evaluación realizada abarca tanto el ducto de gas natural como el de líquidos de gas natural (LGN), el análisis de estrategias de resiliencia desarrollado se enfoca exclusivamente en el ducto de gas natural. Esto se debe a que una interrupción de su suministro genera impactos inmediatos en la seguridad eléctrica del país, mientras que el diseño de mecanismos de respaldo para el transporte y distribución de LGN — estrechamente vinculados al GLP— requiere una aproximación técnica y logística

distinta en materia de resiliencia, cuyo tratamiento específico escapa al alcance del presente estudio.

Frente a esta limitada capacidad de respuesta operativa, se identificó que la única infraestructura existente con potencial de adaptación inmediata es la planta PERU LNG. Su reconversión como terminal de respaldo permitiría inyectar volúmenes significativos de gas natural directamente al nodo de Chilca, sin requerir duplicación de ductos ni obras de gran escala. Esta condición posiciona a PERU LNG como la opción más viable y efectiva para construir resiliencia estructural en el sistema de transporte de gas natural del país.

2.2.3. Capacidades institucionales y normativas.

El marco legal de seguridad energética se fundamenta en la Ley N° 29852 que crea el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos y el Fondo de Inclusión Social Energético (SISE/FISE), su reglamento aprobado mediante D.S.N°021-2012-EM y posterior modificación mediante D.S.N°012-2016-EM. Este marco tiene por finalidad “dotar de infraestructura requerida para brindar seguridad al sistema energético con cargo al transporte por ductos de los productos líquidos derivados de los hidrocarburos y líquidos de gas natural, excluyendo “...el transporte de Gas Natural por ductos, así como el suministro de los productos líquidos derivados de hidrocarburos y de líquidos de gas natural, destinados a su exportación en el mismo estado o luego de un cambio físico o de un proceso de fraccionamiento...” (Art.2° del D.S.N°012-2016-EM)

Los proyectos del Sistema de Seguridad Energética (SISE), “debidamente sustentados con los correspondientes estudios técnico-económico, deberán ser priorizados por el MINEM, mediante Decreto Supremo. Dichos proyectos serán sometidos a procesos de promoción de la inversión privada conducidos por PROINVERSIÓN conforme a la normatividad vigente. La remuneración de cada proyecto se pagará con los recursos generados por el Cargo Tarifario SISE y será abonado por los usuarios de dichos proyectos directamente a la empresa concesionaria.” (Art.4° del D.S.N°021-2012-EM).

Asimismo, mediante D.S.N°017-2018-EM, modificado por D.S.N°009-2023-EM, se establecen mecanismos de racionamiento ante situaciones que afecten y pongan en emergencia el abastecimiento de gas natural en el país, esto es, una condición de

desabastecimiento total o parcial de gas natural por cualquier situación que afecte el suministro y/o transporte y/o distribución de gas natural. Con este marco, se plantea la regulación de los mecanismos de priorización y racionamiento del GN según el siguiente orden:

1. Consumidores Residenciales y Comerciales Regulados.
2. Establecimientos de Venta al Público de GNV, Establecimiento destinado al suministro de GNV en sistemas integrados de transporte y consumidores directos de GNV destinados al transporte público; y las estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que abastezcan a los mencionados Agentes.
3. Generadores Eléctricos.
4. Consumidores Industriales Regulados con consumos menores a 20,000 m³/día y Estaciones de Compresión y Licuefacción de Gas Natural que no se encuentran en el numeral 2.
5. Consumidores Industriales Regulados con consumos mayores a 20,000 m³/día.
6. Consumidores Independientes con Contratos de Suministro y de Servicio de Transporte en Firme e Interrumpible.

Con esta medida se busca garantizar el abastecimiento residencial, comercial para transporte público y generación eléctrica ante emergencias, suspendiendo las entregas para licuefacción y exportación. Esta medida aplica para una interrupción parcial y temporal de los servicios de transporte de gas natural y líquidos de gas natural por ductos.

En cuanto al respaldo en situaciones de emergencia, el MINEM recibió facultades, mediante D.S.Nº 010-2021-EM, para autorizar que concesionarios de distribución de GN puedan importar GNL de forma temporal, estableciendo requisitos mínimos de almacenamiento para cubrir 30 días en promedio; asimismo, para dictar medidas transitorias urgentes (como modificación de obligaciones en existencias, licencias, etc.) para asegurar el abastecimiento de los combustibles esenciales en el marco del subsector hidrocarburos.

En los últimos años, el marco normativo ha mostrado avances en proveer herramientas legales para enfrentar emergencias (racionamiento, priorización, mecanismos de importación transitoria, etc), sin embargo, este esfuerzo no se refleja en inversiones en infraestructura que garanticen la eficacia práctica de estas medidas.

Asimismo, si bien las instituciones que ejercen el liderazgo de la seguridad energética (MINEM, Osinergmin y COES) tienen facultades normativas, fiscalizadoras y operativas sobre el sistema, su eficacia práctica aun depende de recursos financieros y de promoción de las inversiones que requieren de un soporte institucional más amplio, alineamiento interinstitucional y un alcance mayor en gestión de riesgos.

2.2.4. Lecciones aprendidas de últimos eventos en la región (2020-2025).

2.2.4.1. Cobertura y enterramiento de ductos (Colombia, Ecuador, Perú)

Sistemas de transporte por ductos superficiales en la Amazonía de Colombia (Oleoducto Trasandino Colombiano, OTC), Ecuador (Sistema de Oleoducto Transecuatoriano, SOTE) y Perú (Oleoducto Nor Peruano, ONP) han sufrido rupturas por erosión, deslizamientos de tierra o huaicos y sismos, liberando miles de barriles de petróleo crudo, afectando sus ecosistemas y sus respectivas economías (Mongabay LatAm, 2024).

2.2.4.2. Sistemas automáticos de detección y cierre (Ecuador)

El 13 de marzo del 2025, tras intensas lluvias, ocurrió un deslizamiento que rompió el Oleoducto Transecuatoriano SOTE y vertió alrededor de 25 mil barriles de petróleo crudo en las aguas del río Esmeraldas. Esto obligó la suspensión del transporte por seis días, se activó la emergencia ambiental y declaratoria de fuerza mayor (Redacción HuffPost, 2025).

2.2.4.3. Impactos por inundaciones en gasoductos (Argentina)

El 07 de marzo del 2025, una tormenta que descargó más de 300 mm de lluvia en cinco horas en la localidad de Cerri, al suroeste de Bahía Blanca (la media anual de precipitaciones en el distrito es de 586 mm), originó inundaciones que bloquearon el complejo gasífero General Cerri. Esto detuvo el transporte del gasoducto de Vaca Muerta; se activó el cierre de válvulas, hubo desvíos y se creó la necesidad urgente de importar GNL. La interrupción elevó los costos en el sistema energético y destacó la falta de respaldo suficiente en la infraestructura. El evento también evidenció la

vulnerabilidad de instalaciones críticas ante fenómenos climáticos extremos, lo que representa un riesgo creciente para los sistemas energéticos de la región (La Política Online, 2025).

En la siguiente tabla se resumen las principales lecciones aprendidas producto de los últimos eventos de rotura de ductos:

Tabla 2-4: Lecciones aprendidas por tipo de amenaza en sistemas de transporte

Peligro o Amenaza	Práctica regional aplicada	Lecciones aprendidas
Deslizamientos	Entierro de ductos, refuerzos y protecciones mecánicas.	Aplicación de geotecnia robusta sobre tramos críticos identificados.
Fallas por sismos	Sistemas de alerta temprana, detección automática y cierre remoto de válvulas.	Instalación de sensores, sistemas SCADA y válvulas automáticas.
Inundaciones	Segmentación del ducto con válvulas y plantas de regasificación de emergencia.	Diseño de redundancias hidráulicas y opciones de abastecimiento.

Fuente: Elaboración de los autores

2.2.5. Entrevistas a expertos

Se condujo una serie de entrevistas mediante la modalidad de encuesta a un grupo de expertos en materia de gestión de energía. El presente cuestionario tuvo por finalidad recopilar información sobre cómo las interrupciones del suministro de GN y LGN impactan la matriz energética peruana y qué estrategias pueden aplicarse para fortalecer su resiliencia. Cada uno de los expertos respondió libremente y con conocimiento que la información sólo será usada con fines académicos, no obstante, se ejecutó un “análisis de sentimiento” para valorar su posición, ánimo y disposición respecto del alcance del cuestionario. El listado de preguntas se presenta en el Anexo 3¹.

2.2.5.1. Breve descripción de la hoja de vida de los expertos

El cuestionario de la encuesta fue compartido por separado con cada uno de los expertos seleccionados mediante la herramienta ‘google docs’ entre los días 17 y 21 de

¹ La estructura del cuestionario fue validada por el MSc. Ing. César Luján Ruiz (Director de Posgrado FIP-UNI) y el MSc. Ing. Edgard Argume Chávez (Decano FIP-UNI), quienes confirmaron su pertinencia metodológica tras revisión académica.

abril del 2025. Sus respuestas fueron recibidas entre el 21 y 30 de abril del mismo año. Los expertos seleccionados² fueron los siguientes:

1. Eleodoro Mayorga Alba. - Ingeniero de Petróleo especializado en petroquímica y gerencia industrial y doctorado en economía del petróleo. Ex gerente general de Petróleos del Perú (1984 - 1991), Ex funcionario del Banco Mundial (1993 - 2009) y ex Socio de la firma Laub & Quijandría Consultores y Abogados (2011 - 2014), fue Ministro de Energía y Minas del Perú (2014 – 2015). Actual consultor independiente en materia de energía.
2. Fredy Portal Wong. - Ingeniero Mecánico Electricista de la Universidad Nacional de Ingeniería (Perú), MBA Universidad del Pacífico (Perú), Magister en Gestión de la Energía por ESAN (Perú) / Univ. Comillas (España). Cuenta con 28 años de experiencia en planificación y operación de sistemas de transmisión y distribución eléctricos. Actualmente se desempeña como Director de Planificación de Transmisión del Comité de Operación Económica del Sistema Interconectado Nacional del Perú (COES-SINAC).
3. José Mantilla Castillo. - Administrador de empresas con más de 30 años de experiencia en la industria de gas y petróleo. MBA en Emprendimiento e Innovación y especializado en eficiencia energética, gestión de proyectos, planeamiento estratégico y liderazgo de equipos. Profesor universitario en la Universidad San Ignacio de Loyola, catedrático de la Escuela de Postgrado de la Universidad de Lima y de los programas in house de FRI-ESAN. Fue presidente del Directorio de PERUPETRO S.A. (2024 – 2025).
4. Edgar Ramírez Cadenillas. - Ingeniero de Petróleo con 40 años de experiencia en la industria. MBA por la Pontificia Universidad Católica (Perú) y la Maastricht School of Management (Holanda). Ex asesor de la Secretaría de Estado de Industria y Comercio de República Dominicana (SEIC), Osinergmin, la CREG de Colombia, PERUPETRO, Petroperú,

² En adelante, los expertos serán referidos mediante la numeración asignada a cada uno.

Proinversión, Cálidda, Contugas, Promigas, TGP, Olympic, GMP, Duke-Energía, Petroecuador, Gas Natural Fenosa (Perú y España), ME de Argentina. Actual CEO en REDLAND Energy S.A.C.

5. Joseph Sinchitullo Gómez. - Doctor y Maestro en Ciencias con Mención en Energética. Ingeniero de Petróleo y Gas Natural colegiado (CIP 178684), Bachiller en Ingeniería Económica, Docente y Consultor en Proyectos Energéticos. Actual presidente del capítulo de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica del Colegio de Ingenieros del Perú, Consejo Departamental de Lima.

2.2.5.2. Análisis de Respuestas de los expertos

Se realiza un análisis comparativo de las respuestas a cada pregunta del cuestionario a partir de las mismas literales indicadas en el Anexo 4.

Ante la 1ra pregunta, ¿Cuáles son los fenómenos naturales que podrían afectar a los ductos de Camisea y qué tan vulnerable es la infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos ante estos riesgos?

Hay consenso claro en que los principales fenómenos naturales que podrían afectar los ductos del proyecto Camisea son: a) Sismos o movimientos sísmicos (mencionado por 4 de 5 personas), b) Deslizamientos de tierra y derrumbes, c) Lluvias intensas o torrenciales asociadas con huaicos, crecidas de ríos, erosión e inestabilidad de taludes.

Esto indica una comprensión compartida del entorno geológico y climático del trazado de los ductos.

Respecto de la percepción de vulnerabilidad de la infraestructura, las respuestas coinciden en que la infraestructura de transporte de GN y LGN presenta vulnerabilidad moderada a alta, especialmente en zonas geológicamente inestables, de difícil acceso y con alta exposición a eventos naturales repetitivos. Incluso se menciona evidencia empírica de fallas en el ducto de líquidos (LGN) por estas causas, lo cual refuerza la percepción de riesgo. Dos respuestas destacan que el sistema requiere mantenimiento correctivo anual y que no siempre se conocen las causas de las fallas; asimismo, que se requiere inversión constante en monitoreo y en planes de contingencia actualizados. Esto sugiere

una preocupación sobre la transparencia operativa y la resiliencia a largo plazo de la infraestructura.

Una de las respuestas relaciona el sistema de transporte de gas con su impacto en el sector eléctrico nacional (que depende en 40-50% del GN), lo que subraya la criticidad del sistema de ductos para el país.

A la 2da pregunta, ¿Qué estrategias han sido implementadas para reducir la vulnerabilidad de esta infraestructura?

Las respuestas coinciden en que se han adoptado medidas de ingeniería y diseño robusto, tales como:

- a. Diseños estructurales especializados (mención 3 y 5).
- b. Anclajes, estructuras de protección y revestimientos anticorrosivos.
- c. Geotecnia mejorada para reforzar la resistencia del terreno (mención 4).
- d. Reubicación u optimización del trazado del ducto mediante estudios geotécnicos (mención 5).
- e. Construcción de nuevos ductos y anillos de transporte (mención 1).

Estas estrategias apuntan a reducir la exposición física del ducto a fenómenos naturales y aumentar su resiliencia estructural.

Por otro lado, se destaca la implementación de diversas herramientas tecnológicas y sistemas de monitoreo como parte del enfoque de prevención y reacción ante fallas tales como:

- a. Sistemas SCADA (Sistema de control y adquisición de datos) para monitoreo en tiempo real (menciones 3 y 5).
- b. Inspecciones internas y periódicas (menciones 2, 3 y 5).
- c. Sistemas de alerta temprana.
- d. Válvulas de cierre automático y protocolos de emergencia.

Esto indica el reconocimiento de un compromiso con la vigilancia continua del estado/condición de la infraestructura y la capacidad de actuar rápidamente ante eventos adversos.

Algunos comentarios apuntan a componentes más amplios de la gestión del riesgo tales como:

- a. La relación con las comunidades locales (mención 3).
- b. Los protocolos de emergencia y respuesta rápida.

c. La aplicación de medidas preventivas permanentes, especialmente en zonas de alta complejidad geológica (mención 5)

Estas acciones muestran una visión integral de la seguridad, que no se limita a lo técnico, sino que incluye lo social y organizacional.

A la 3ra pregunta, ¿Cuál es el nivel de dependencia actual de la matriz energética del suministro de GN y LGN a través de los ductos?

Todos los expertos coinciden en que la dependencia es alta o crítica, especialmente en los siguientes aspectos:

a. Generación eléctrica: entre 40% y 50% de la electricidad del país depende del gas natural transportado por ductos desde Camisea. Este porcentaje puede variar según las condiciones hidrológicas (menor generación hidroeléctrica implica mayor uso de GN).

b. Suministro energético primario total: entre 30% y 35% proviene del GN y LGN por ductos.

c. Otros sectores energéticos: el GN también abastece a la industria, al sector residencial y al transporte urbano, especialmente en Lima.

Por lo anterior, se expresa preocupación por el hecho de que todo el sistema de generación eléctrica a gas está concentrado en una sola ruta crítica; esto es debido a que existen un único ducto de GN desde Camisea a Lima y una alta concentración de generación térmica en Chilca.

Esto implica una alta vulnerabilidad sistémica: una falla en el ducto podría provocar una caída de hasta 50% de la generación eléctrica nacional, afectando directamente al SEIN (Sistema Eléctrico Interconectado Nacional).

A la 4ta pregunta, ¿Cuáles serían los sectores más afectados ante una interrupción prolongada en el suministro de GN y LGN?

Todos los expertos coinciden en que el sector eléctrico sería el más gravemente impactado por las siguientes razones:

a. Más del 40 % de la electricidad nacional proviene de centrales térmicas a gas, principalmente en Chilca–Lima.

b. Una interrupción forzaría el uso de diésel u otras fuentes más costosas, encareciendo la energía.

c. Se podrían generar cortes de energía o racionamientos si no se logra sustituir la generación rápidamente.

Otros severamente afectados serían los sectores industria, transporte, residencial, comercial-urbano y las exportaciones de GNL.

A la 5ta pregunta, ¿Existen mecanismos de respaldo en el sistema energético para mitigar el impacto de una interrupción prolongada del suministro de GN y LGN?

Varios expertos mencionan que el sistema energético peruano cuenta con ciertas reservas de respaldo, principalmente:

- a. Centrales térmicas duales (que pueden operar con gas o diésel).
- b. Centrales de reserva en base a diésel.
- c. Terminales de combustibles líquidos distribuidos a nivel nacional.
- d. Generación hidroeléctrica, aunque dependiente de las condiciones hídricas.

Sin embargo, estas opciones son costosas, cubren necesidades por un tiempo limitado (pocas semanas) y no sustituyen completamente la magnitud de la energía que aporta el gas natural.

Asimismo, indican que un punto crítico es la ausencia de infraestructura para regasificar LGN importado, entre las que se citan plantas regasificadoras y sistemas alternativos de transporte o almacenamiento de GNL. Esta condición genera una alta vulnerabilidad del sistema en caso de interrupción de ductos de GN y LGN, especialmente para las exportaciones de GNL y el suministro de GLP derivado de LGN para uso residencial.

Un experto señala que se debería cumplir con la normativa de tener almacenamiento equivalente a 15 días de consumo, lo cual no se estaría cumpliendo. También se mencionan proyectos pendientes o necesarios, tales como el Sistema Integrado de Transporte de Gas (SITGAS).

A la 6ta pregunta, ¿Cuáles son las principales estrategias que el sector ha implementado para mejorar la resiliencia del sistema de transporte de GN y LGN por ductos?

Tres de los cinco expertos coinciden en que el sector ha adoptado medidas para aumentar la resiliencia del sistema, incluyendo:

- a. Inspecciones preventivas y predictivas de los ductos.
- b. Tecnologías de monitoreo avanzado (como sistemas SCADA y detección temprana).
- c. Protocolos de contingencia y planes de emergencia.
- d. Rediseño estructural en zonas de riesgo geológico.
- e. Participación y coordinación con comunidades locales para facilitar respuesta temprana.
- f. Declaratoria de emergencia energética como medida legal para priorizar consumo interno.

Sin embargo, al menos dos de los expertos señalan la ausencia de estrategias estructurales de fondo, tales como la redundancia del sistema y la diversificación en el origen del recurso.

Dos de los expertos señalan que no hay una estrategia claramente definida ni conocida por todos los actores del sector y que no se perciben acciones contundentes o sistémicas que refuercen la resiliencia frente a un evento de alta magnitud o duración.

A la 7ma pregunta, ¿Qué aprendizajes se pueden plantear a partir de otras experiencias en resiliencia de sistemas de transporte por ductos?

Planteamos un ordenamiento de las respuestas a partir de los siguientes conceptos reconocidos:

1. Necesidad de Redundancia en Infraestructura

Hay consenso en que el sistema peruano necesita infraestructura redundante: ya sea a través de un segundo ducto desde Camisea, diversificación de rutas o nuevos nodos de entrega de gas. Esta duplicación o diversificación permitiría mitigar el riesgo de interrupciones totales ante fallas en un único ducto.

2. Almacenamiento Estratégico y Regasificación

Se menciona como estrategia clave la instalación de plantas de almacenamiento de GNL y terminales de regasificación en la costa, lo que ofrecería una fuente alternativa de suministro en caso de emergencia.

Este tipo de infraestructura es común en países con alta dependencia del gas importado o con climas extremos.

3. Tecnología y Sistemas Predictivos

Se valoran tecnologías como el monitoreo remoto avanzado, modelos digitales predictivos y sistemas automáticos de corte, que permiten una respuesta anticipada y localizada frente a amenazas.

Estos sistemas también ayudan a optimizar el mantenimiento preventivo y mejorar la seguridad operativa.

4. Gestión Multisectorial y Marco Normativo

La participación multisectorial y la creación de normativas técnicas actualizadas son vistas como componentes importantes para una gestión integral del riesgo. Se señala la necesidad de contar con planes de acción articulados entre Estado, empresas y sociedad civil.

5. Descentralización Operativa

Existe preocupación por la concentración del suministro en una sola ruta. Se plantea como aprendizaje clave la descentralización de los sistemas de transporte y entrega, para reducir la exposición de todo el país a un único sistema.

A la 8va pregunta, ¿Cómo se coordinan las acciones entre entidades de gobierno, empresas operadoras y otros actores para garantizar la seguridad del suministro?

Algunos expertos identifican que sí existe una coordinación operativa básica, principalmente a través de:

- a. Comité de Operación Económica del Sistema Eléctrico Interconectado (COES) para la programación del despacho en base a disponibilidad de gas.
- b. Comunicación directa entre operadores de ductos y entidades como el COES.
- c. Definición de políticas por parte del MINEM, supervisión y fiscalización por parte de Osinergmin.

Esto forma parte de una red de gobernanza energética compartida entre el Estado y el sector privado, enfocada en mantener la continuidad del servicio.

Por otro lado, dos expertos coinciden en que no existe aún una estructura de coordinación sólida, integrada y de largo plazo, posible mediante un plan nacional articulado de emergencia con roles y protocolos bien definidos,

ejecución de simulacros conjuntos, evaluaciones integradas o mecanismos de reacción rápida multisectorial y una gobernanza más robusta y proactiva para afrontar situaciones críticas como desastres de origen natural.

A la 9na pregunta, ¿Cuáles son los principales desafíos que enfrenta la matriz energética peruana a partir de los niveles de dependencia y riesgo en su actual infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos?

1. Alta dependencia de una sola fuente y ruta crítica:

Todos los expertos coinciden en que la principal vulnerabilidad de la matriz energética peruana radica en su gran dependencia del gas natural de Camisea y su transporte por un único sistema de ductos, principalmente hacia Lima.

Este modelo centralizado y poco diversificado expone al país a riesgos ante eventos naturales (sismos, lluvias, deslizamientos), fallas técnicas o conflictos sociales.

El riesgo es sistémico, pues el GN no solo abastece más del 40% de la generación eléctrica, sino también a otros sectores críticos.

2. Riesgo de insuficiencia futura en capacidad de transporte y reservas.

Asimismo, se menciona que:

- a. La capacidad actual del ducto podría volverse insuficiente ante la creciente demanda, especialmente del sector eléctrico.
- b. Las reservas de gas no se están incrementando, lo cual genera dudas sobre la seguridad del suministro en las próximas décadas.
- c. Hay indefinición en proyectos clave como el ducto hacia el sur, que permitiría aprovechar centrales térmicas existentes y mejorar la eficiencia con ciclos combinados.

3. Déficit en infraestructura de respaldo y diversificación energética.

Los expertos recomiendan:

- a. Diversificar las fuentes energéticas: aumentar el uso de renovables, combustibles duales, GNL y combustibles líquidos.
- b. Descentralizar el acceso al GN: construir más ductos hacia otras regiones del país (como el sur).

- c. Desarrollar infraestructura de respaldo: como plantas regasificadoras, almacenamiento estratégico o sistemas eléctricos alternativos.
- c. Modernizar la gestión del riesgo y la gobernanza energética, con una visión estratégica y coordinada.

4. Desafío central: financiamiento.

Uno de los desafíos más mencionados es el financiamiento de la infraestructura necesaria para la construcción de nuevos ductos, plantas de respaldo o conversión, obras de mitigación de riesgos geotécnicos y exploración de nuevas reservas.

A la 10ma pregunta, ¿Qué estrategias podrían adoptarse para mejorar la resiliencia de la infraestructura de ductos de GN y LGN a interrupciones prolongadas del suministro debidas a eventos de origen natural?

1. Necesidad de infraestructura de respaldo.

Una de las recomendaciones más repetidas es disponer de infraestructura que permita mantener el suministro energético aún si los ductos fallan:

- a. Instalaciones duales que puedan funcionar tanto con GN como con diésel.
- b. Terminales de regasificación de GNL en la costa peruana.
- c. Almacenamiento estratégico de GN/GNL, especialmente cerca de los centros de demanda.

Estas medidas permiten afrontar emergencias sin depender exclusivamente del ducto de Camisea.

2. Refuerzo físico y tecnológico del sistema actual.

Los expertos coinciden en que es fundamental fortalecer la infraestructura existente:

- a. Reforzar físicamente los tramos críticos del ducto, especialmente en zonas geológicamente inestables o de difícil acceso.
- b. Implementar tecnología de monitoreo y alerta temprana para detectar fallas, desplazamientos del terreno o amenazas naturales.
- c. Asegurar una operación más robusta y predictiva, con protocolos de mantenimiento y contingencia sólidos.

3. Diversificación del suministro y de nodos de generación.

Para reducir la dependencia de un solo eje logístico, se recomienda:

- a. Diversificar las fuentes de GN, por ejemplo, con nuevas exploraciones, importaciones o futuros desarrollos de pozos.
- b. Ampliar y descentralizar los nodos de generación eléctrica a gas, permitiendo una mejor distribución del riesgo energético a nivel nacional.

4. Gobernanza y participación social.

Algunos expertos resaltan la importancia de una visión de resiliencia sistémica que también contemple:

- a. La coordinación entre gobierno, empresas y comunidades.
- b. La construcción de un marco regulatorio e institucional adecuado que promueva inversión, mantenimiento y acción preventiva.
- c. La resiliencia no es solo técnica, también es social, financiera y política.

2.2.5.3. Resumen de las respuestas de los expertos según área temática de la pregunta

En la siguiente sección se presenta un resumen consolidado de las respuestas de los cinco expertos obtenida a partir del análisis de coincidencias y ante cada una de las preguntas del cuestionario. El detalle del literal de las respuestas recibidas se muestra en la matriz del Anexo 4.

1. Fenómenos naturales que afectan la Infraestructura

La infraestructura de transporte de gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN) del proyecto Camisea enfrenta múltiples amenazas naturales como sismos, lluvias intensas y huaicos, deslizamientos de tierra y erosión fluvial. Aunque diseñada para resistir ciertos eventos, el sistema de transporte por ductos presenta una vulnerabilidad moderada a alta en zonas críticas o geológicamente inestables. Esto requiere una gestión proactiva del riesgo, incluyendo monitoreo constante, mantenimiento planificado y mejoras en los planes de contingencia, dada la importancia estratégica del sistema para el país. Existen precedentes de fallas (roturas), principalmente

en el ducto de líquidos, lo que revela riesgos compartidos para el suministro de LGN y GN.

2. Estrategias implementadas para reducir la vulnerabilidad

Las estrategias implementadas para reducir la vulnerabilidad de los ductos de GN y LGN combinan ingeniería especializada, revestimiento anticorrosivo, tecnología de monitoreo, sistemas SCADA, válvulas de cierre automático, mantenimiento preventivo y protocolos de respuesta a emergencias, geotecnia avanzada y gestión de los riesgos, participación de las comunidades y diseño estructural en zonas críticas. Estas medidas han contribuido a reforzar la resiliencia de la infraestructura ante fenómenos naturales como sismos, deslizamientos, huaicos y lluvias intensas. A pesar de los avances, se reconoce la necesidad de mantener una vigilancia constante y adaptar las estrategias en función de las condiciones geológicas y climáticas del entorno.

3. Dependencia del GN y LGN en la Matriz Energética

La matriz energética peruana depende de forma crítica del gas natural y de los líquidos de gas natural transportados por los ductos del sistema de transporte de Camisea. Entre el 40% y 50% de la electricidad del país se genera con gas, y la infraestructura de transporte está altamente concentrada en un solo ducto hacia Lima. Esta situación genera un riesgo sistémico elevado, que exige fortalecer la resiliencia del sistema, diversificar fuentes de energía, asegurar redundancias y promover nuevas exploraciones para sostener el suministro a largo plazo.

4. Sectores más afectados ante una interrupción prolongada

Una interrupción prolongada del suministro de GN y LGN tendría un impacto sistémico en el país. El sector eléctrico, altamente dependiente del gas, sería el más afectado, seguido por el sector industrial, el de transporte urbano (por el uso de GNV), y las exportaciones de GNL vía Melchorita. También habría efectos relevantes en el sector residencial urbano. Esta vulnerabilidad múltiple, con repercusiones económicas y sociales, destaca la urgencia de fortalecer la resiliencia energética nacional, diversificar fuentes de energía y establecer planes de contingencia más robustos.

5. **Mecanismos de respaldo existentes**

El sistema energético peruano sí dispone de mecanismos de respaldo, como centrales duales y reservas en diésel, además de generación hidroeléctrica. Sin embargo, estos mecanismos son costosos, limitados en duración y no están diseñados para cubrir interrupciones prolongadas (la normativa sobre almacenamiento estratégico no se cumple mayormente). Existe una brecha estructural, particularmente en el respaldo para LGN, y se requiere avanzar en infraestructura estratégica como plantas regasificadoras y sistemas de transporte alternativos. La falta de estos elementos críticos podría desencadenar consecuencias sociales y económicas severas en caso de una falla sostenida en el suministro de GN o LGN.

6. **Estrategias para mejorar la resiliencia**

Aunque el sector energético ha adoptado estrategias técnicas y operativas importantes —como monitoreo avanzado, inspecciones predictivas, planes de emergencia y rediseños en zonas críticas—, la resiliencia estructural del sistema de transporte de GN y LGN sigue siendo limitada. No existe aún una infraestructura redundante como un segundo ducto, infraestructura de respaldo (almacenamiento) o rutas alternativas (terminales de regasificación), planificación territorial energética de largo plazo, ni una estrategia nacional articulada o compartida para afrontar eventos catastróficos. Esto mantiene al sistema en un estado de vulnerabilidad estructural, que requiere atención prioritaria mediante inversiones estratégicas y planificación a largo plazo.

7. **Aprendizajes internacionales aplicables**

A partir de la experiencia internacional se plantean las siguientes estrategias básicas:

- **Redundancia en Infraestructura:** Hay consenso en que el sistema peruano necesita infraestructura redundante, ya sea a través de un segundo ducto desde Camisea, diversificación de rutas o nuevos nodos de entrega de gas. Esta duplicación o diversificación permitiría mitigar el riesgo de interrupciones totales ante fallas en un único ducto.

- Almacenamiento Estratégico y Regasificación: se menciona como estrategia clave la instalación de plantas de almacenamiento de GNL y terminales de regasificación en la costa, lo que ofrecería una fuente alternativa de suministro en caso de emergencia. Este tipo de infraestructura es común en países con alta dependencia del gas importado o con climas extremos.
- Tecnología y Sistemas Predictivos: se valoran tecnologías como el monitoreo remoto avanzado, modelos digitales predictivos y sistemas automáticos de corte, que permiten una respuesta anticipada y localizada frente a amenazas. Estos sistemas también ayudan a optimizar el mantenimiento preventivo y mejorar la seguridad operativa.
- Gestión Multisectorial y Marco Normativo: la participación multisectorial y la creación de normativas técnicas actualizadas son vistas como componentes importantes para una gestión integral del riesgo. Se señala la necesidad de contar con planes de acción articulados entre Estado, empresas y sociedad civil.
- Descentralización Operativa: existe preocupación por la concentración del suministro en una sola ruta (Camisea - Lima). Se plantea como aprendizaje clave la descentralización de los sistemas de transporte y entrega, para reducir la exposición de todo el país a un único punto de entrega lo siguiente: a) Diversificación de rutas y fuentes primarias de energía (redundancia), b) Implementación de modelos predictivos digitales, c) Planificación energética basada en riesgos y escenarios extremos, d) Desarrollo de una infraestructura modular y resiliente con enfoque territorial.

8. **Coordinación institucional**

Actualmente, la coordinación para garantizar la seguridad del suministro de GN y LGN en el Perú se basa en un esquema técnico-operativo mínimo, que involucra al COES, las empresas operadoras y entidades regulatorias como MINEM y Osinergmin. Sin embargo, no existe aún una estructura de coordinación multisectorial consolidada, con protocolos formales, roles claramente distribuidos y simulacros integrados. Esta debilidad

institucional podría limitar la capacidad de respuesta en eventos de alto impacto. Se requiere avanzar hacia un modelo de gobernanza energética más sólido, participativo y transparente, con planificación estratégica y coordinación interinstitucional efectiva.

9. Desafíos del Sistema Energético Peruano

La matriz energética del Perú enfrenta desafíos estructurales serios derivados de su alta dependencia del GN y LGN transportado por ductos desde Camisea. Esta concentración geográfica y tecnológica aumenta la vulnerabilidad ante fenómenos naturales, técnicos o sociales. Además, existe incertidumbre respecto a la suficiencia futura de las reservas y la capacidad de transporte. Para reducir esta fragilidad, el país necesita diversificar fuentes, expandir y descentralizar su infraestructura energética, implementar respaldo efectivo y fortalecer la gobernanza del sector. Todo esto requiere voluntad política y un financiamiento sostenible.

10. Estrategias futuras para elevar la Resiliencia

Para mejorar la resiliencia de la infraestructura de transporte de GN y LGN en Perú ante interrupciones prolongadas por eventos naturales, se requiere una estrategia integral que combine infraestructura de respaldo (regasificación, almacenamiento, centrales duales), refuerzo físico y tecnológico a la infraestructura del sistema actual (monitoreo, mantenimiento), diversificación de fuentes y nodos de generación eléctrica, así como una gobernanza energética preventiva y coordinada tal como se aplica en países con alta dependencia del gas o con climas extremos. Estas medidas permitirían reducir la vulnerabilidad estructural del sistema, mejorar la confiabilidad en la continuidad del suministro y fortalecer la seguridad energética del país.

2.2.5.4. Análisis de sentimiento

Se condujo un análisis de sentimiento³ con la finalidad de analizar las percepciones de cinco expertos respecto a los desafíos, riesgos y estrategias vinculadas a la infraestructura de transporte de gas natural (GN) y líquidos de gas natural (LGN) en el

³ Análisis de sentimiento elaborado mediante IA Chat GPT 4.0

Perú, con enfoque en resiliencia y seguridad del suministro. Este análisis permitió identificar niveles de preocupación diferenciados ante eventos de interrupción prolongada, así como una valoración positiva hacia soluciones estructurales de respaldo.

Tabla 2-5: Análisis de sentimiento de expertos sobre riesgos y resiliencia

Experto	Sentimiento Predominante	Perspectiva Destacada
1	● Crítico/negativo	Falta de estrategia y financiamiento; alta vulnerabilidad estructural.
2	● Preocupación/técnica	Riesgo futuro por crecimiento de demanda y falta de capacidad.
3	● Positivo/estructurado	Reconoce avances; plantea mejoras sistémicas y tecnológicas.
4	● Negativo/escéptico	Percibe descoordinación institucional y falta de liderazgo estatal.
5	● Positivo/propositivo	Propone soluciones integrales con visión estratégica y urgente.

Fuente: Elaboración de los autores

El análisis revela una visión experta crítica y constructiva. Los expertos coinciden positivamente en el Perú cuenta con capacidades técnicas y de conocimiento para alcanzar capacidades de resiliencia para la seguridad energética, pero carece de una respuesta estructural articulada ante los crecientes riesgos (ver Anexo 6 para mayor detalle).

CAPÍTULO III

3. Formulación de estrategias de resiliencia

El análisis evidenció la alta vulnerabilidad del sistema energético peruano ante eventos naturales disruptivos, debido a su fuerte dependencia del transporte de gas y líquidos desde Camisea. La concentración del suministro en un solo corredor, sin rutas de respaldo ni almacenamiento estratégico, expone al país a un riesgo sistémico que compromete su seguridad energética (Meier, 2013; Vásquez Cordano, 2019). Esta fragilidad quedó confirmada con el evento de enero de 2025 en el KP 56+316 del ducto de líquidos, que motivó una declaratoria de emergencia nacional (MINEM, 2025).

Como parte del estudio, se realizaron entrevistas a expertos del sector. El análisis de contenido y sentimiento mostró amplio consenso sobre la necesidad de adoptar medidas estructurales: infraestructura redundante, preparación para escenarios extremos y diversificación del suministro (CEPAL, 2023; APEC, 2018). En ese marco, se plantea una estrategia prioritaria: la reconversión temporal de Perú LNG en Melchorita como terminal de regasificación ante interrupciones del sistema de transporte.

Ilustración 3-1: Planta de Licuefacción de Gas Natural - Perú LNG



Fuente: REPSOL (Comunicado de Prensa, 2010)

Esta propuesta representa una alternativa de bajo costo comparativo frente a la construcción de nuevas plantas de respaldo, permitiendo aprovechar instalaciones existentes bajo un esquema de operación dual. La evaluación de esta estrategia considera aspectos técnicos (capacidad de almacenamiento criogénico, logística de transporte inverso de GNL), regulatorios (viabilidad legal de operación temporal en sentido inverso) y económicos (viabilidad y relación costo-beneficio ante posibles escenarios de contingencia).

3.1. Estrategia de reconversión de la planta Melchorita como solución de resiliencia energética ante eventos naturales

La estrategia consiste en habilitar a PERU LNG como una infraestructura de respaldo nacional para el suministro de gas natural licuado regasificado en situaciones de interrupción del ducto principal. Esta solución permitiría atender el mercado nacional utilizando el GNL almacenado en planta y, si fuera necesario, mediante la importación de buques metaneros. El proyecto aprovecha la infraestructura existente de PERU LNG, que incluye tanques criogénicos, sistemas auxiliares, generación eléctrica, seguridad industrial, y un muelle de gran calado. Estas condiciones reducen significativamente el tiempo y costo de implementación.

3.1.1. Viabilidad técnica

La viabilidad técnica de reconvertir temporalmente la planta de licuefacción PERU LNG en una terminal de regasificación de emergencia se basa en el aprovechamiento de su infraestructura ya existente, ubicada en Pampa Melchorita. Esta estrategia, identificada como prioritaria en ejercicios internacionales de seguridad energética (APEC, 2018), se plantea como una solución operativa ante interrupciones del ducto de Gas Natural de Camisea ocasionadas por fenómenos naturales, con el objetivo de mantener el suministro hacia las principales centrales térmicas y centros de consumo urbano e industrial. El análisis técnico desarrollado en trabajos anteriores (Vásquez Cordano, 2019; Castillo, 2009; Escudero, 2008; Palacios, 2021) evidencia que gran parte de los componentes necesarios ya están construidos, lo que reduce los tiempos de implementación y los costos de inversión. Además, su cercanía al nodo energético de Chilca y a la red de transporte eléctrico nacional refuerza su posición estratégica. La propuesta también ha sido reconocida como compatible con los marcos regulatorios vigentes, lo que facilitaría su ejecución sin modificar las concesiones actuales. A ello

se suma la experiencia operativa acumulada en la planta, lo que representa una ventaja en términos de seguridad, eficiencia y confiabilidad en situaciones críticas. A continuación, se detallan los activos clave, las adaptaciones requeridas y consideraciones técnicas principales:

Tabla 3-1: Análisis técnico de activos existentes y requerimientos para reconversión temporal de la planta PERU LNG

Componente	Activos existentes	Requiere adaptación	Consideraciones técnicas
Tanques de GNL	2 tanques de 130,000 m ³	Ninguna	Diseño “full containment”. Expansión modular posible.
Muelle y brazos criogénicos	Muelle de 18 m de calado; brazos de 30” (exportación)	Reversión de flujo y adecuación de válvulas	Compatible con buques Q-Flex/Q-Max.
Bombas criogénicas	Bombas sumergidas para extracción y recirculación	Estación booster para descarga de buques	Requiere análisis hidráulico por cotas y distancias.
Sistemas auxiliares	Seguridad, BOG, agua, generación eléctrica operativos	Ninguna	Operativos para funcionamiento autónomo de respaldo.
Vaporizadores ORV / SCV	No existentes	Instalación de 2 ORV + 1 SCV (configuración N+1)	Suficiente para 400–450 MMPCD.
Sistema de compresión	No disponible	Compresor de 95–123 barg	Necesario para inyección en sistema TGP costa.
Conectividad al Sistema de TGP	Proximidad al nodo Chilca y red TGP costa	Construcción de conexión hidráulica	Alta viabilidad por cercanía y presión compatible.
Capacidad de expansión	Terreno disponible para ampliación modular	Nuevos tanques o vaporizadores	Posibilidad de ampliar la autonomía.

Fuente: Elaboración de los autores, basada en criterios técnicos de diseño y referencias especializadas

Demanda energética objetivo

Para evaluar la viabilidad operativa de reconvertir la planta PERU LNG como respaldo energético ante emergencias, es necesario caracterizar la demanda de gas natural a atender en el sector Costa durante una eventual interrupción del ducto de gas natural de Camisea. Esta demanda se divide en dos grandes segmentos: el sector eléctrico, que concentra la mayor parte del consumo, y el sector no eléctrico, compuesto por usuarios industriales, residenciales, comerciales y de transporte

La tabla siguiente resume los valores representativos de consumo y las consideraciones operativas clave:

Tabla 3-2: Demanda energética estimada en el sector Costa ante contingencia por interrupción del ducto Camisea

Segmento	Demanda estimada (MMPCD)	Observaciones clave
Sector eléctrico	550	En Lima/Callao/Chilca se concentran las principales centrales térmicas a gas. En períodos de estiaje puede superar los 500 MMPCD (Promigas, 2023, p.9).
Sector no eléctrico	250	Incluye el consumo distribuido por Cálidda en Lima–Callao (usuarios residenciales, comercio, industria) y el GNV (Cálidda, 2025, p.1)
Escenario de emergencia – usuarios críticos priorizados	120	Ante interrupciones del suministro, el MINEM establece racionamientos para priorizar usuarios críticos como hogares, hospitales, transporte público e industrias esenciales (MINEM, 2025)

Fuente: Elaboración de los autores a partir de referencias especializadas.

Cabe señalar que en la sección de viabilidad económica se desarrollarán diversos escenarios de simulación para evaluar el requerimiento real de GNL, capacidad de regasificación y autonomía mínima necesaria para soportar una contingencia prolongada.

Sistemas de vaporización requeridos

La elección del sistema de vaporización es clave para garantizar una operación segura y eficiente en caso de contingencia. En la reconversión de PERU LNG como

planta de respaldo, se propone una configuración mixta que combine Open Rack Vaporizers (ORV), como sistema principal, y Submerged Combustion Vaporizers (SCV), como respaldo. Los ORV aprovechan agua de mar sin generar emisiones, mientras que los SCV aportan confiabilidad en condiciones climáticas adversas. Estudios técnicos en la región respaldan esta combinación por su flexibilidad, redundancia térmica y capacidad de respuesta ante variaciones de demanda (Palacios, 2021; Escudero, 2008; Castillo, 2009).

Tabla 3-3: Configuración recomendada de sistemas de vaporización para operación de respaldo en la planta PERU LNG

Sistema	Características principales	Aplicación en Melchorita
Open Rack Vaporizers (ORV)	Usan agua de mar como fluido térmico, sin combustión ni emisiones. Bajo mantenimiento. Requieren T° ambiente >10 °C.	Instalación de al menos 2 módulos de 150 t/h. Consumo estimado de agua: 10,000–15,000 m ³ /h.
Submerged Combustion Vaporizers (SCV)	Operan con combustión de boil-off gas en baño de agua. Fiables como respaldo en condiciones adversas o arranques en frío.	Instalación de 1 SCV como respaldo térmico.

Fuente: Elaboración de los autores, basada en criterios técnicos de diseño y referencias especializadas

Conectividad e inyección al sistema

La planta de PERU LNG en Pampa Melchorita se ubica a unos 170 km al sur de Lima, a aproximadamente 93 km en línea recta del nodo energético de Chilca y a solo ~5 km del trazado costero del gasoducto Camisea (Cuadros & Garrido, 2022). Esta proximidad permite una interconexión técnica mediante un ducto corto, lo que facilitaría el envío de gas natural regasificado hacia Lima y Chilca en escenarios de contingencia. Proyectos evaluados por el Estado han propuesto aprovechar esta ubicación estratégica para reforzar la resiliencia energética, incluyendo un tanque criogénico adicional y conexiones físicas a la red existente, con el fin de respaldar el suministro durante interrupciones del ducto principal (ProInversión, 2012)

El tramo costero del gasoducto TGP no cuenta con estaciones de compresión intermedias, por lo que para inyectar gas regasificado desde PERU LNG es necesario instalar un sistema de compresión dedicado. Este debe garantizar presiones de entrega

entre 95 y 123 barg, compatibles con las condiciones operativas de la red de transporte (PERU LNG, 2024).

Este tipo de configuración ya se aplica en terminales como Quintero (Chile) y Cartagena (España), que operan sin refuerzo compresor intermedio gracias a su cercanía a los centros de demanda y a compresores locales instalados en planta (Escudero, 2008).

Tabla 3-4: Requisitos técnicos para la conectividad e inyección de gas regasificado desde PERU LNG al sistema TGP

Elemento clave	Condición / Requisito
Ubicación estratégica	Menos de 100 km del nodo Chilca y cercano al ramal TGP en el tramo Pisco–Lurín. Alta factibilidad de interconexión.
Presión de operación en red TGP	≥ 95 barg para asegurar flujo hacia Lima e Ica; tramo sin estaciones de compresión intermedias.
Requerimiento de compresores	Sistema dedicado de compresión que permita alcanzar entre 95–123 barg, aguas abajo de los vaporizadores, para garantizar la presión de inyección a la red.
Configuración internacional comparable	Terminales como Cartagena (España) y Quintero (Chile) aplican esquemas similares sin refuerzo compresor local, con conexión directa a redes urbanas o industriales.

Fuente: Elaboración de los autores, basada en Cuadros & Garrido (2022), ProInversión (2012) y Escudero (2008)

Escenarios de ampliación

La reconversión de PERU LNG como terminal de respaldo puede fortalecerse mediante ampliaciones modulares que aumenten su autonomía, capacidad operativa y flexibilidad frente a emergencias prolongadas. Diversos estudios técnicos en plantas de regasificación en Sudamérica respaldan este enfoque escalable, particularmente en lo que respecta a almacenamiento, vaporización y capacidad de recepción marítima (Palacios, 2021; Escudero, 2008; Castillo, 2009). Estas ampliaciones pueden implementarse en fases, permitiendo adaptarse a diferentes niveles de riesgo y a la evolución de la demanda energética en escenarios de alta incertidumbre. Además, el diseño modular reduce tiempos de instalación y facilita la movilización de recursos en situaciones críticas. La experiencia internacional demuestra que este tipo de

infraestructura puede operar bajo esquemas de activación parcial o escalonada, optimizando así el uso de los activos sin comprometer la eficiencia técnica ni la sostenibilidad económica.

A continuación, se detallan los principales escenarios de ampliación aplicables al caso de Melchorita:

Tabla 3-5: Escenarios técnicos de ampliación modular para fortalecer la reconversión de PERU LNG

Escenario de ampliación	Justificación técnica	Impacto estimado
Instalación de tanques criogénicos adicionales	Incrementar la autonomía operativa ante emergencias prolongadas o de alta recurrencia. Las plantas existentes en Chile y España operan con sistemas modulares similares (Escudero, 2008).	Cada tanque adicional de 130,000 m ³ aporta días adicionales de suministro en función del escenario evaluado.
Adecuación del muelle para importación	Permitir la recepción de buques metaneros para reponer el stock de GNL y garantizar continuidad operativa. Según Castillo (2009), la compatibilidad del muelle con Q-Flex permite importación desde EE.UU. o el Caribe.	La operación podría mantenerse por más de 20 días en caso de reposición marítima planificada.
Incorporación de módulos adicionales de vaporización	Escalar progresivamente la capacidad de regasificación sin detener las operaciones. Esta estrategia se ha validado en terminales modulares en América Latina (Palacios, 2021).	Con 3 módulos ORV de 150 t/h adicionales, se podría alcanzar hasta 600 MMPCD de capacidad de regasificación.

Fuente: Elaboración de los autores, basada en Palacios (2021), Escudero (2008) y Castillo (2009).

3.1.2. Viabilidad económica

Análisis de Inversiones

Se evaluaron los requerimientos de inversión inicial (CAPEX) y costos operativos anuales (OPEX) para tres escenarios de reconversión de la planta PERU LNG (Melchorita) en un terminal de regasificación, de acuerdo con la demanda priorizada que se busca cubrir durante una contingencia. Esta evaluación técnica se sustenta en la relación de conversión entre el GNL y gas natural en condición estándar, asumiendo

que 1 m^3 de GNL $\approx 600 \text{ Sm}^3$ de gas natural, relación ampliamente utilizada en proyectos de infraestructura de regasificación (Songhurst, 2017; Castillo, 2009).

En ese sentido, la siguiente tabla resume los volúmenes de gas natural esperados por escenario, el caudal horario de regasificación requerido y la autonomía operativa estimada usando la capacidad actual de almacenamiento ($260,000 \text{ m}^3$ de GNL).

Tabla 3-6: Demanda energética objetivo y autonomía estimada por escenario de reconversión de PERU LNG

Escenario	Segmentos cubiertos	Demanda estimada (MMPCD)	Gas regasificado requerido (Sm^3/h)	Almacenamiento disponible (m^3 GNL)	Autonomía estimada (días)
1.1	Sector eléctrico + Sector no eléctrico	800	900,000	260,000	6
1.2	Sector no eléctrico	250	300,000	260,000	18
1.3	Usuarios críticos priorizados	120	150,000	260,000	37

Fuente: Elaboración de los autores, basada en Songhurst (2017) y Castillo (2009).

La autonomía operativa de 6 días establecida para el escenario base (1.1) se determina a partir de un cálculo técnico que considera el volumen útil de almacenamiento de GNL ($260,000 \text{ m}^3$), un factor de utilización operativa del 80 % (que incluye reservas mínimas y pérdidas por transferencia), y una relación de conversión de 1 m^3 de GNL $\approx 600 \text{ Sm}^3$ de gas natural. Esto equivale a un volumen regasificado disponible de 124.8 millones de Sm^3 . Al dividir este volumen entre la demanda horaria estimada para dicho escenario ($900,000 \text{ Sm}^3/\text{h}$), se obtiene una autonomía cercana a 139 horas, equivalente a aproximadamente 5.8 días, que se redondea operativamente a 6 días como límite de cálculo. El mismo criterio se aplica para los escenarios 1.2 y 1.3.

CAPEX: La estimación del CAPEX parte del supuesto de que PERU LNG ya cuenta con infraestructura crítica, como tanques criogénicos de gran escala, muelle de descarga

y brazos de carga existentes, lo cual reduce significativamente la inversión inicial para una conversión a terminal de regasificación. Por tanto, el esfuerzo de capital se concentra en los componentes técnicos faltantes: sistemas de vaporización (ORV y SCV), sistema de compresión para despacho en alta presión (hasta 123 barg), bombas criogénicas de alta presión, adecuaciones menores al muelle y brazos existentes, sistemas auxiliares (control, válvulas, monitoreo, instrumentación) y obras civiles complementarias.

Para construir la estimación de inversión se tomó como base el Escenario 1.1, correspondiente a una configuración de respaldo operativo completa. Este contempla la instalación de dos vaporizadores tipo ORV de 150 toneladas por hora cada uno, con un costo conjunto de USD 95 millones, valor consistente con referencias de costos por capacidad y configuración técnica reportadas por Palacios (2021) y Songhurst (2017). Se incluye además un vaporizador de combustión sumergida (SCV) como unidad de respaldo por contingencia o bajas temperaturas del mar, con un costo de USD 28 millones, basado en casos comparables en terminales de Chile y Japón. La adecuación del muelle y los brazos criogénicos —considerando criogenización adicional, reversibilidad de flujo y nuevas líneas de tubería— se estima en USD 25 millones, mientras que el sistema de compresión de gas, fundamental para elevar la presión desde 8 barg hasta valores de 95 a 123 barg, representa una de las inversiones más significativas, con USD 80 millones asignados para dos trenes de compresión en configuración redundante (N+1).

Las bombas criogénicas adicionales (sumergidas y de alta presión) necesarias para alimentar los vaporizadores se estiman en USD 10 millones, mientras que los sistemas auxiliares de automatización, protección de sobrepresión, integración con SCADA y control de procesos representan USD 18 millones. Finalmente, se consideran USD 44 millones en obras civiles e indirectos, incluyendo fundaciones, piping, electricidad, ingeniería de detalle, administración y contingencias (~15%). De esta forma, la inversión total estimada para el Escenario 1.1 asciende a USD 300 millones, valor que se alinea con referencias técnicas para terminales onshore en Latinoamérica con capacidades similares (Castillo, 2009; Fikri et al., 2018).

A partir de este escenario base, se desarrollaron dos escenarios adicionales. El Escenario 1.2, con una inversión de USD 190 millones, mantiene los mismos

vaporizadores, pero reduce a la mitad el sistema de compresión, ajusta la cantidad de bombas y simplifica los sistemas auxiliares, asumiendo una operación de respaldo parcial. En tanto, el Escenario 1.3 considera una inversión de USD 120 millones y representa una solución de mínima capacidad, donde se mantiene la misma capacidad de vaporización, pero se reduce la capacidad de compresión debido al volumen de despacho requerido. Asimismo, se reducen las obras civiles y se simplifican los sistemas de control. Esta escalabilidad progresiva permite comparar el CAPEX en función del nivel de resiliencia deseado, optimizando el uso de activos existentes sin comprometer la viabilidad técnica.

A continuación, se presenta el cuadro resumen respecto a las consideraciones de CAPEX:

Tabla 3-7: Estimación del CAPEX por escenario de reconversión de PERU LNG como terminal de regasificación

Componente técnico	Escenario 1.1 (MMUSD)	Escenario 1.2 (MMUSD)	Escenario 1.3 (MMUSD)
Vaporizadores ORV (2×150 t/h)	95	48	48
SCV (1 unidad de respaldo)	28	28	28
Adecuación de muelle y brazos criogénicos	25	25	14
Bombas criogénicas adicionales	10	5	5
Sistemas auxiliares y control	18	14	5
Sistema de compresión (95–123 barg)	80	40	10
Obras civiles y contingencias	44	30	10
Total CAPEX estimado	300	190	120

Fuente: Elaboración de los autores, basada en Palacios (2021), Songhurst (2017), Castillo (2009) y Fikri et al. (2018).

OPEX: El OPEX fue calculado considerando que la operación del terminal se limitaría exclusivamente a situaciones de emergencia, proyectadas con una frecuencia de una vez cada dos años, y restringidas a los días de autonomía definidos para cada escenario. Este enfoque permite representar de manera realista los costos operativos bajo una lógica de respaldo no permanente, coherente con el propósito de asegurar continuidad energética en eventos extremos sin incurrir en gastos permanentes innecesarios. Para ello, se han considerado únicamente los costos variables asociados a la activación parcial de la terminal, tales como el consumo eléctrico, el bombeo criogénico, el uso de agua de mar, el tratamiento del agua y el personal operativo necesario durante los días efectivos de funcionamiento. La estimación se basa en parámetros técnicos de plantas comparables, como los reportados en estudios de prefactibilidad de terminales en Chile y Ecuador, donde se especifican relaciones de consumo energético por tonelada de GNL regasificada, necesidades de bombeo, caudales de agua marina y dotación operativa mínima. En el estudio de Castillo (2009), por ejemplo, se documenta un consumo eléctrico equivalente a 0.10–0.12 USD/MMBtu, y un requerimiento de bombeo criogénico cercano a 0.14–0.17 USD/MMBtu, valores que se alinean con los reportes operativos de terminales como GNL Quintero y regasificadoras en Europa (IEA, 2023; Songhurst, 2017). Asimismo, el uso de agua de mar y su tratamiento se ha estimado siguiendo configuraciones tipo ORV descritas por Palacios (2021), mientras que el componente de personal operativo y soporte se fundamenta en estructuras mínimas de operación descritas en las guías de OIES y en experiencias prácticas documentadas (IEA, 2023). Cabe señalar que el presente cálculo de OPEX no incluye el eventual costo de alquiler o uso temporal de los tanques de almacenamiento existentes en la planta PERU LNG, asumiendo preliminarmente que dicha infraestructura podría ser utilizada mediante convenio con el actual concesionario durante el período de activación contingente.

La Tabla 1 presenta el detalle de costos unitarios por componente y los valores anuales estimados para cada escenario, en función del tiempo de operación, caudales manejados y tipo de equipamiento activado:

Tabla 3-8: Estimación de costos operativos unitarios y OPEX anual por escenario de operación de respaldo en PERU LNG

Componente	Costo unitario (USD/MMBTU)	OPEX anual Escenario 1.1 (MMUSD)	OPEX anual Escenario 1.2 (MMUSD)	OPEX anual Escenario 1.3 (MMUSD)
Consumo eléctrico	0.10–0.12	0.49	0.5	0.5
Bombeo criogénico	0.14–0.17	0.69	0.7	0.8
Agua de mar	0.03	0.15	0.1	0.1
Tratamiento de agua	0.04	0.20	0.2	0.2
Personal operativo y otros	0.09	0.44	0.4	0.4
Total OPEX anual estimado	0.40–0.45	1.98	1.95	2.06

Fuente: Elaboración de los autores, basada en Castillo (2009), Songhurst (2017), Palacios (2021) e IEA (2023).

Como se aprecia, el Escenario 1.1 presenta el mayor nivel de consumo asociado al uso completo de los sistemas de vaporización y compresión, mientras que el Escenario 1.2 logra reducir ligeramente los costos operativos al simplificar la infraestructura activada. En contraste, el Escenario 1.3, pese a su menor CAPEX, registra un OPEX ligeramente superior debido al menor grado de eficiencia técnica en el bombeo criogénico y al hecho de no contar con compresores optimizados, lo que obliga a operar durante más horas efectivas.

A continuación, se presenta un resumen consolidado de la evaluación de CAPEX y OPEX por escenario, facilitando el análisis comparativo de las tres configuraciones técnicas propuestas para la reconversión de PERU LNG como terminal de respaldo:

Tabla 3-9: Resumen comparativo de inversión inicial (CAPEX) y costos operativos anuales (OPEX) por escenario

Escenario	CAPEX estimado (MMUSD)	OPEX anual (MMUSD)
1.1	300	1.98
1.2	190	1.95
1.3	120	2.06

Fuente: Elaboración de los autores, a partir de los escenarios técnicos definidos en la sección 3.1.2.

Este análisis de costos fijos y variables permitirá, en la siguiente etapa, construir un flujo de caja proyectado a 20 años para cada escenario, con el objetivo de estimar la tarifa equivalente o pago anual requerido bajo esquemas de soporte como el Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG) o el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE), buscando asegurar la viabilidad financiera y energética del proyecto en su rol de respaldo al sistema eléctrico nacional.

Análisis Financiero

Se desarrolló un análisis de flujo de caja proyectado a 20 años para cada escenario de reconversión de la planta PERU LNG como terminal de respaldo ante contingencias. Para ello, los autores desarrollaron un modelo financiero de elaboración propia, basado en metodología de flujos descontados y adaptado a condiciones específicas de resiliencia energética. Este modelo integra supuestos técnicos, operativos y tarifarios, como el uso bienal del terminal, mecanismos de recuperación de inversión similares al MIG, y una estructura de ingresos basada en pagos por disponibilidad. Se aplicó una tasa de descuento del 12 %, típica en proyectos de infraestructura Oil & Gas, para estimar el pago mínimo requerido que asegure una rentabilidad aceptable (TIR = 12 %; World Bank, 1997). Este valor representa un punto de equilibrio aceptado por organismos multilaterales en iniciativas de alto capital y riesgo estructural en América Latina, e incorpora el riesgo país, la vida útil de los activos y las condiciones de financiamiento privado. Los supuestos clave del modelo son los siguientes:

- Horizonte: 2026–2048 (20 años de operación tras tres años de implementación).
- CAPEX: Incorporado en los tres primeros años del flujo (2026–2028).

- Ingreso anual: Se asume un pago garantizado anual por disponibilidad, similar al mecanismo MIG (Mecanismo de Ingresos Garantizados), aplicado previamente en el sistema gasífero peruano. Este pago cubriría el CAPEX, el OPEX y la utilidad esperada del inversionista.
- OPEX: Estimado en función de una operación bienal del terminal, activado únicamente durante una emergencia cada dos años. El cálculo considera los días de autonomía definidos para cada escenario: 6 días (Escenario 1.1), 18 días (Escenario 1.2) y 37 días (Escenario 1.3).
- Volumen regasificado: Para estandarizar el cálculo tarifario, se utilizó el volumen anual equivalente a la autonomía por escenario, ajustado a condiciones estándar (Sm^3), convertido a MMBTU con base en una equivalencia de $1 \text{ m}^3 \text{ GNL} \approx 600 \text{ Sm}^3 \approx 25.2 \text{ MMBTU}$ (Castillo, 2009; Songhurst, 2017).

A partir de los flujos de caja aplicados para cada escenario (ver Anexo 7), se determinó el valor presente neto (VAN), la tasa interna de retorno (TIR) y la tarifa mínima requerida para hacer viable cada escenario. El resumen es el siguiente:

Tabla 3-10: Resumen del análisis financiero: inversión total, tarifa requerida y rentabilidad por escenario de reconversión

Escenario	CAPEX (MMUSD)	OPEX (MMUSD)	CAPEX+OPEX Actualizado (MMUSD)	Tarifa requerida (USD/MMBTU)	VAN (MMUSD)	TIR (%)
1.1	300	1.98	384	0.65	≈ 0	12
1.2	190	1.95	246	1.32	≈ 0	12
1.3	120	2.06	159	1.77	≈ 0	12

Fuente: Elaboración propia de los autores, basada en Castillo (2009), Songhurst (2017) y supuestos técnicos propios del modelo financiero adaptados al caso peruano.

Los resultados evidencian que el proyecto de reconversión de la planta PERU LNG es viable desde el punto de vista financiero bajo esquemas de pago garantizado. Sin embargo, su viabilidad práctica depende de decisiones de política energética que reconozcan el valor estratégico del terminal como infraestructura crítica para la seguridad energética nacional.

- Escenario 1.1, el cual cubre toda la demanda nacional, requiere una tarifa relativamente baja de 0.65 USD/MMBTU para garantizar la viabilidad económica. Este resultado se explica por su mayor volumen regasificado en contingencia y por la mayor eficiencia de escala del CAPEX invertido. Incluso en un escenario más conservador, donde las emergencias se producen solo una vez cada cinco años, la tarifa se mantendría en 0.64 USD/MMBTU, lo que refuerza su competitividad. Los ingresos garantizados estimados en este escenario alcanzan los 67 millones de dólares anuales
- En los escenarios 1.2 y 1.3, si bien la inversión es menor, la tarifa de respaldo requerida se eleva (1.32 y 1.77 USD/MMBTU, respectivamente), debido a la pérdida de eficiencia al regasificar menores volúmenes y mantener altos costos fijos. Sin embargo, bajo un supuesto conservador de menor frecuencia de eventos (uno cada cinco años), estas tarifas también se ajustan a 1.31 y 1.74 USD/MMBTU, manteniéndose dentro de rangos aceptables frente a los costos marginales de generación observados durante contingencias. En estos casos, los ingresos garantizados se estiman en 46 millones de dólares anuales para el escenario 1.2, y 27 millones de dólares anuales para el escenario 1.3

A partir de estos resultados, se recomienda evaluar mecanismos existentes como el FISE o establecer un cargo por seguridad energética nacional dentro del peaje de transporte. Este cargo sería distribuido entre los consumidores del sistema, asegurando el financiamiento del terminal aún sin uso frecuente. Esta práctica se ha empleado exitosamente en otros países con infraestructura de respaldo (Songhurst, 2017), y en el Perú con su aplicación hacia gasoductos de seguridad a través de la Ley N.º 29970.

Finalmente, se destaca que el Escenario 1.1 maximizaría la viabilidad económica y ofrece un instrumento real de resiliencia ante eventos geológicos extremos o interrupciones de largo plazo del gasoducto de Camisea. Estos resultados sientan la base para un análisis costo-beneficio social en los siguientes capítulos, donde se evaluará el impacto de contar con esta infraestructura estratégica frente a las pérdidas económicas y sociales que implicaría el desabastecimiento de gas natural y su efecto en los costos de generación eléctrica y abastecimiento urbano.

3.1.3. Viabilidad regulatoria

La reconversión de la planta PERU LNG como terminal de regasificación de emergencia ante la interrupción del ducto Camisea–Lima no solo es técnica y económicamente factible, sino que también cuenta con un respaldo normativo claro en el marco regulatorio peruano. Diversas leyes, decretos y políticas públicas priorizan explícitamente el desarrollo de infraestructura energética de respaldo, incluyendo plantas de regasificación y almacenamiento de GNL.

a) Reconocimiento como infraestructura estratégica

La Ley N.º 29970 declara de interés nacional todas aquellas obras que fortalezcan la seguridad energética y promueve directamente el desarrollo de una planta de regasificación en Melchorita. En su artículo 4, se reconoce expresamente esta instalación como parte del Sistema de Seguridad Energética del país. Además, la ley establece principios orientadores como la necesidad de contar con rutas redundantes de transporte de gas y mayor capacidad de almacenamiento energético. Esta planta de respaldo encajaría como una medida directa para garantizar la continuidad del suministro ante fenómenos naturales, alineándose con la estrategia del Estado para reducir la vulnerabilidad sistémica.

b) Financiamiento mediante el Mecanismo de Ingresos Garantizados

La misma Ley N.º 29970 introdujo el Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG), una herramienta que permite financiar proyectos estratégicos asegurando ingresos mínimos anuales mediante cargos tarifarios. Esto facilita la inversión en infraestructura crítica sin depender completamente del mercado. El Decreto Supremo N.º 005-2014-EM, reglamento de esta ley, especifica que el MIG puede ser financiado a través de peajes en la red de transporte y transferencias administradas por el Estado. A ello se suma la Ley N.º 29852 y su reglamento, el DS N.º 021-2012-EM, que crearon el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y establecieron el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos, reconociendo las instalaciones de almacenamiento y transporte como infraestructuras estratégicas con derecho a remuneración mediante cargos regulados.

c) Priorización en situación de emergencia

La normativa también contempla el uso preferente de este tipo de plantas en situaciones de contingencia. El Decreto Supremo N.º 050-2012-EM (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2012), aunque derogado en 2018, sentó las bases para establecer un orden de prioridad en el suministro de gas natural ante emergencias. Se daba prioridad a clientes residenciales, estaciones de GNV para transporte público y centrales eléctricas, lo cual coincide con los segmentos que una planta como PERU LNG podría abastecer rápidamente en un evento de interrupción. Esta lógica se mantiene con el DS N.º 018-2018-EM (Ministerio de Energía y Minas del Perú, 2018), que actualizó el mecanismo de racionamiento, manteniendo el enfoque en garantizar el abastecimiento a usuarios críticos.

d) Política energética nacional alineada

La Política Energética Nacional al 2040, establecida en el DS N.º 064-2010-EM, enfatiza la necesidad de desarrollar infraestructura de respaldo, diversificar fuentes y garantizar el acceso continuo a la energía. Dentro de sus lineamientos, se considera estratégico el fortalecimiento de la red de transporte y almacenamiento de hidrocarburos, donde se incluye a las plantas de regasificación como elementos esenciales de seguridad energética (MINEM, 2010). Esta visión se refuerza con normas como la Ley N.º 29817, que faculta al Estado a intervenir directamente en proyectos de hidrocarburos cuando esté en riesgo el suministro nacional, especialmente en zonas vulnerables o estratégicas (Congreso de la República del Perú, 2011). Asimismo, se promueven mecanismos de inversión pública a través de ProInversión para proyectos declarados prioritarios.

En conjunto, estas disposiciones consolidan un marco legal y regulatorio que no solo permite, sino que promueve activamente la implementación de una planta de regasificación en Melchorita como medida de resiliencia. La existencia de un marco financiero (MIG/FISE), un reconocimiento normativo explícito y políticas energéticas coherentes permiten afirmar que la propuesta cuenta con viabilidad regulatoria completa y vigente.

A continuación, se resume el marco normativo aplicable que respalda la implementación de una planta de regasificación de emergencia en Melchorita, considerando sus principales disposiciones y su aplicación concreta al proyecto:

Tabla 3-11: Marco normativo aplicable a la reconversión de PERU LNG como terminal de regasificación de emergencia

Norma / Instrumento	Contenido principal	Aplicación al proyecto
Ley N.º 29970	Declara de interés nacional la planta de regasificación en Melchorita. Establece principios de seguridad energética como redundancia y almacenamiento.	Reconoce a Melchorita como parte del Sistema de Seguridad Energética. Permite desarrollo mediante promoción regulada.
MIG – Mecanismo de Ingresos Garantizados (Ley 29970, art. 2.3; DS 005-2014-EM)	Financiamiento mediante ingresos tarifarios y cargos regulados en el transporte.	Permite recuperar la inversión del proyecto sin afectar directamente al usuario final.
Ley N.º 29852 y DS 021-2012-EM	Crea el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y el Sistema de Seguridad Energética en Hidrocarburos.	Posibilita financiar infraestructuras como tanques de GNL o ductos mediante subsidios y cargos regulados.
DS 050-2012-EM (<i>derogado</i>) y DS 018-2018-EM	Define prioridades de suministro ante emergencias (hogares, transporte público, electricidad, industrias).	Respaldan el uso de Melchorita para abastecer segmentos críticos durante una contingencia.
DS 064-2010-EM – Política Energética Nacional	Prioriza diversificación de fuentes, desarrollo de infraestructura de respaldo y seguridad energética.	La planta de Melchorita contribuye a los objetivos estratégicos del sistema energético nacional.
Ley N.º 29817	Modifica la Ley Orgánica de Hidrocarburos. Permite al Estado intervenir directamente en proyectos de hidrocarburos en zonas estratégicas o vulnerables por razones de seguridad energética.	Habilita participación estatal en proyectos como la reconversión temporal de Melchorita, ante amenazas al suministro energético.

Fuente: Elaboración de los autores, con base en el marco legal vigente (Ley N.º 29970, DS 005-2014-EM, Ley N.º 29852, entre otros).

3.2. Evaluación Costo-Beneficio (ECB) de la reconversión de la planta Melchorita

3.2.1. Justificación energética y económica: costos evitados ante interrupciones

La matriz energética peruana depende críticamente del gas natural proveniente del yacimiento de Camisea, que abastece más del 60 % de la generación eléctrica nacional, particularmente en el sistema eléctrico de la costa y centro del país (APEC, 2017). Esta alta dependencia convierte al gasoducto de Camisea en una infraestructura estratégica, pero también en un punto de vulnerabilidad ante eventos geológicos, sociales o técnicos que puedan interrumpir su operación.

En 2019, un estudio técnico elaborado por Vásquez Cordano y publicado por la Escuela de Postgrado de GERENS estimó que un solo día de interrupción del suministro de gas natural en Lima podría ocasionar pérdidas equivalentes al 0.21 % del PBI nacional —es decir, aproximadamente 335 millones de dólares por día. En un escenario de interrupciones prolongadas, las pérdidas acumuladas podrían superar el 19 % del PBI anual, es decir, más de 30 mil millones de dólares (Vásquez Cordano, 2019). Este documento constituye una de las primeras aproximaciones formales al impacto económico de una falla sistémica en el transporte de gas natural.

Posteriormente, en 2023, una contingencia operativa en el gasoducto de Camisea provocó una reducción significativa del suministro de gas natural hacia las centrales térmicas del nodo energético de Chilca. Esta situación fue causada por un mantenimiento mayor programado en la planta Malvinas, que obligó a detener completamente las operaciones durante varios días y a operar con restricciones por un periodo total de aproximadamente 25 días (del 25 de julio al 18 de agosto). Como consecuencia, el sistema eléctrico recurrió a una generación de respaldo intensiva con diésel, lo que elevó el precio spot de generación de aproximadamente 30 USD/MWh a más de 220 USD/MWh. Este sobre costo generó pérdidas acumuladas estimadas en más de 2,000 millones de dólares (Cruz, 2023), con un diferencial unitario de casi 190 USD/MWh frente al costo normal de generación con gas natural. Este episodio confirmó en la práctica la fragilidad del sistema ante eventos previstos, pero sin suficiente infraestructura de respaldo operativo.

Asimismo, en el año 2025, el país enfrentó una nueva crisis energética debido a la coincidencia de eventos extremos: una reducción inesperada de caudales en las hidroeléctricas por el fenómeno de El Niño y una limitación operativa temporal en el sistema de transporte de gas natural. Esta coyuntura obligó al sistema eléctrico a operar durante varios días con generación térmica basada en diésel durante varios días consecutivos, lo que elevó drásticamente los costos marginales de electricidad e incrementó las tarifas a nivel nacional. Según Vásquez Cordano (2025), esta crisis evidenció la falta de infraestructura de respaldo como un riesgo crítico para la sostenibilidad energética del país, y destacó la necesidad urgente de contar con mecanismos que aseguren el suministro continuo de gas natural, incluso en situaciones de contingencia.

En este contexto, la implementación de un terminal de regasificación como el propuesto en Pampa Melchorita representa una estrategia costo-efectiva para reducir la exposición económica y social del país ante interrupciones severas del suministro de gas. La posibilidad de mantener la operación de centrales térmicas mediante GNL importado permitiría evitar el uso intensivo de combustibles líquidos, garantizar el suministro eléctrico y contener los impactos tarifarios durante contingencias prolongadas. Por tanto, el costo evitado asociado a esta infraestructura se convierte en un argumento central en su evaluación económico-social y en su priorización como activo estratégico dentro de la política energética nacional.

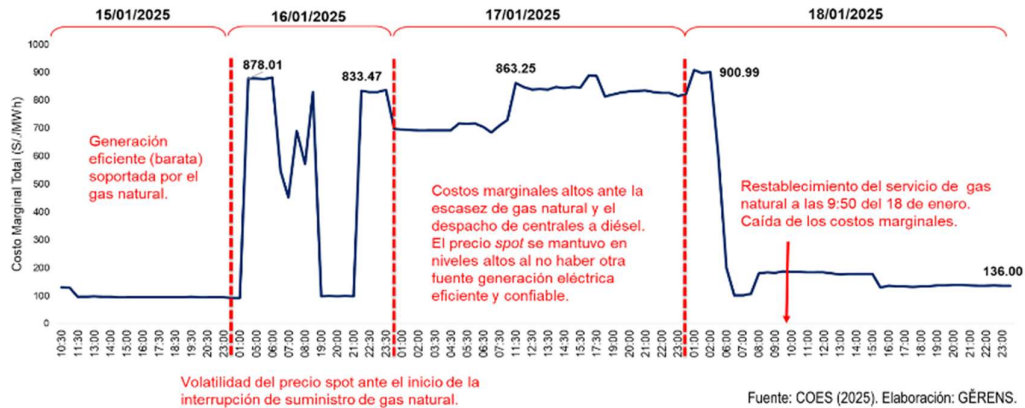
3.2.2. Análisis Costo-Beneficio (ECB)

La alta dependencia del sistema eléctrico peruano respecto al gas natural convierte al ducto de Camisea en un nodo crítico cuya interrupción puede desencadenar consecuencias económicas y sociales de gran magnitud. La implementación de infraestructura de respaldo como un terminal de regasificación en Melchorita permitiría mitigar estos impactos al mantener la continuidad operativa ante eventos críticos.

En el escenario sin respaldo, eventos recientes han evidenciado la fragilidad del sistema. Un evento particularmente significativo ocurrió entre el 15 y 18 de enero de 2025, cuando una interrupción temporal del suministro de gas provocó la activación masiva de centrales térmicas a diésel, generando un alza drástica del costo marginal spot de electricidad. Como se observa en la imagen siguiente, realizada a partir del estudio realizado por Vásquez Cordano (2025), durante el evento los precios pasaron

de niveles normales (~130 S/ MWh, equivalentes a unos ~33 USD/MWh) a picos que superaron los 900 S/ MWh (~233 USD/MWh) entre el 16 y el 17 de enero.

Ilustración 3-2: Impacto de una interrupción de suministro de gas natural sobre los costos marginales del sistema eléctrico (enero 2025)



Fuente: Vásquez Cordano (2025), COES (2025).

Durante este periodo, el mercado spot se vio altamente tensionado debido a la falta de una fuente de generación firme y eficiente. Esta volatilidad obligó al despacho de centrales a diésel, una tecnología más costosa y contaminante. La diferencia de precios alcanzó un diferencial de más de 200 USD/MWh frente a los niveles normales de operación con gas natural (COES, 2025). Este episodio refleja el alto costo de oportunidad de no contar con respaldo.

En contraste, si hubiera estado operativa una instalación de regasificación en Melchorita, se podría haber mantenido el suministro de gas a las centrales térmicas de Chilca, evitando así la necesidad de recurrir a diésel y manteniendo los costos marginales en torno a los 30–40 USD/MWh. Esta capacidad de estabilización no solo habría contenido los precios del mercado mayorista, sino que también habría evitado trasladar sobrecostos a los usuarios libres y regulados, muchos de los cuales enfrentaron ajustes tarifarios extraordinarios en sus facturaciones mensuales.

De acuerdo con estimaciones de Vásquez Cordano (2019), una interrupción total del suministro de gas natural (GN) hacia Lima por un solo día ocasionaría pérdidas económicas del orden de los USD 335 millones. Estas pérdidas incluyen el costo productivo por energía no suministrada, la afectación a la actividad económica, el

incremento en los precios energéticos y el impacto en servicios esenciales como hospitales, transporte público y hogares.

Bajo una hipótesis lineal conservadora, este mismo autor estimó que una interrupción prolongada de tres meses (≈ 90 días) implicaría una pérdida cercana a los USD 30,000 millones, lo que representaría aproximadamente el 18.8 % del PBI nacional del año 2019 (USD 159,524 millones). Esta equivalencia refuerza la magnitud de los impactos económicos y sociales que puede generar una sola falla crítica en la infraestructura de transporte de gas natural.

Estos valores fueron proyectados como base para un análisis a 20 años de vida útil del proyecto de reconversión de la planta PERU LNG considerando una frecuencia de una interrupción severa cada dos años, es decir, diez eventos en veinte años, lo cual se alinea con la evidencia histórica de contingencias relevantes. Esta frecuencia reconoce que, si bien no todas las interrupciones son prolongadas, el impacto acumulado de aquellas que afectan significativamente el sistema eléctrico y la actividad económica justifica la incorporación de medidas de respaldo.

Los escenarios para estimar las pérdidas económicas evitadas se basan en la metodología de Vásquez Cordano (2019), quien estimó que una interrupción total del suministro de gas natural hacia Lima durante un día generaría un impacto económico de \sim USD 335 millones. Bajo una hipótesis de extrapolación lineal (conservadora pero válida para análisis de sensibilidad), se proyectaron pérdidas acumuladas según la duración del evento. Esta aproximación permitió construir cinco escenarios de severidad creciente:

- Escenario Base (1 día): corresponde a eventos breves, como fallas puntuales en válvulas o estaciones, con restablecimiento en 24 horas. Se toma como línea de base del análisis.
- Escenario Moderado (7 días): representa cortes semanales derivados de huaicos, deslizamientos o fallas geotécnicas, cuya reparación requiere traslado de maquinaria y coordinación logística.

- Escenario Alto (14 días): incluye interrupciones de media duración en tramos críticos, generalmente asociados a eventos intensos en temporada de lluvias (diciembre–abril), con afectación parcial al sistema eléctrico nacional.
- Escenario Crítico (30 días): contempla fallas estructurales mayores, como pérdida de anclajes o accesos colapsados por sismos, que impiden el suministro de gas por periodos prolongados.
- Escenario Extremo (90 días): simula una situación de catástrofe natural generalizada (por ejemplo, un sismo de gran magnitud o múltiples deslizamientos simultáneos) que paraliza el sistema de transporte por un trimestre completo. Este escenario se corresponde con la máxima pérdida estimada por Vásquez Cordano, equivalente a casi el 19 % del PBI nacional del 2019.

Estos escenarios permiten cuantificar de manera estructurada el valor económico del respaldo energético que ofrecería una terminal de regasificación en Melchorita, bajo diferentes niveles de severidad. La Tabla 3.12 sintetiza los resultados estimados, considerando una frecuencia de 10 eventos críticos a lo largo de 20 años. La siguiente tabla estima el Valor Presente (VP) de pérdidas económicas evitadas para eventos de 7, 14, 30 y 90 días, aplicando una tasa de descuento del 5 % según recomendaciones internacionales (Osinergmin, 2019) y valores referenciales de Vásquez Cordano (2019):

Tabla 3-12: Proyección del valor presente (VP) de pérdidas económicas evitadas ante interrupciones del suministro de gas natural

Escenario de Contingencia	Días de interrupción por evento	Pérdida por evento (MMUSD)	Frecuencia (eventos/20 años)	VP total a 20 años (MMUSD)
Escenario Base	1 día	335	10	2,090
Escenario Moderado	7 días	2,345	10	14,631
Escenario Alto	14 días	4,690	10	29,262
Escenario Crítico	30 días	10,050	10	62,700
Escenario Extremo	90 días	30,000	10	187,950

Fuente: Elaboración de los autores, con base en Vásquez Cordano (2019) y Osinergmin (2019).

Incluso bajo el escenario más conservador —una interrupción de solo un día cada dos años—, las pérdidas evitadas a valor presente superan ampliamente el costo total del proyecto. Según se detalla en la sección 3.1.2, el costo total de implementación (CAPEX + OPEX actualizado) para el escenario 1.1 se estima en USD 384 millones. Este valor se mantiene prácticamente inalterado (USD 381 millones) incluso si se ajusta el OPEX para reflejar una frecuencia aún menor de eventos críticos, como una emergencia cada cinco años.

Esto se traduce en relaciones beneficio/costo (B/C) estimadas entre 5.5 y más de 15, dependiendo de la duración del evento, como se resume a continuación:

Tabla 3-13: Relación beneficio/costo estimada para el escenario base de reconversión de PERU LNG

Escenario	CAPEX + OPEX Total actualizado (01 evento c/ 02 años) (MMUSD)	CAPEX + OPEX Total actualizado (01 evento c/ 05 años) (MMUSD)	B/C estimado (rango)
1.1	384	381	5.5 – 15+

Fuente: Elaboración de los autores, a partir de cálculos propios y supuestos de la sección 3.1.2.

Estas cifras reafirman la solidez económica y financiera del proyecto. Aun considerando un horizonte conservador con solo cuatro emergencias críticas en veinte años (una cada cinco años), la inversión en infraestructura de respaldo como la reconversión de PERU LNG se mantiene altamente rentable y justificada desde una perspectiva de seguridad energética y bienestar social.

Cabe destacar que estas estimaciones no incluyen beneficios colaterales como la reducción de emisiones contaminantes, la estabilización de tarifas eléctricas, la protección de servicios críticos (hospitales, transporte, hogares), o la mejora de la seguridad energética. Todos estos factores fortalecerían aún más el caso favorable del proyecto y programa.

3.2.3. Impacto tarifario

El financiamiento de una infraestructura de respaldo como la reconversión de la planta PERU LNG requiere una evaluación cuidadosa de su efecto en la tarifa final de electricidad y gas natural. Sin embargo, el análisis económico-financiero desarrollado demuestra que es posible cubrir los costos del programa mediante mecanismos

existentes en el sistema energético peruano, sin generar un impacto significativo sobre los usuarios finales.

De acuerdo con los resultados presentados en la sección 3.1.2, el pago garantizado anual requerido para el escenario 1.1 asciende a aproximadamente USD 67 millones. Este monto incluye tanto el CAPEX amortizado como el OPEX ajustado para un escenario conservador que contempla una emergencia severa cada dos años, reflejando así una frecuencia históricamente razonable de eventos críticos.

Distribuyendo este monto entre todos los usuarios del sistema eléctrico nacional, cuya demanda alcanza los 60,029 GWh/año (Energiminas, 2025), se obtiene un recargo tarifario necesario de aproximadamente 1.10 USD/MWh, o su equivalente de 0.0011 USD/kWh

Para evaluar el impacto real de este cargo, se toma **como** referencia la tarifa regulada promedio publicada por el COES y Osinergmin para el periodo mayo 2025 – abril 2026 que se sitúa entre 72 y 78 USD/MWh, con una media de 75 USD/MWh (COES, 2025). Esta tarifa ya incorpora los costos de generación, transmisión, distribución, así como los cargos regulatorios establecidos, como el Fondo de Inclusión Social Energético (FISE) y el Cargo por Seguridad Energética (CASE).

En el caso del gas natural, los consumidores regulados domiciliarios pagan un precio promedio final de entre 6.5 y 8.0 USD/MMBTU, mientras que los consumidores regulados industriales enfrentan precios que oscilan entre 7.0 y 9.5 USD/MMBTU, dependiendo del volumen consumido y la zona geográfica (Promigas, 2023; Osinergmin, 2024). Por otro lado, el sector eléctrico accede al gas natural a precios significativamente menores, cercanos a los 2.49–3.26 USD/MMBTU, según condiciones contractuales, ubicación y tipo de generador (COES, 2025)

Bajo este contexto, el recargo estimado de 1.10 USD/MWh representa menos del 1.5 % de la tarifa promedio de electricidad regulada, lo cual implica un incremento prácticamente imperceptible para el usuario final: menos de 0.002 USD/kWh (\approx S/0.01/kWh), equivalente a menos de S/1 mensual para un hogar promedio con consumo básico (100 kWh/mes).

Mecanismos tarifarios viables

Respecto a los mecanismos tarifarios viables, el recargo puede financiarse mediante esquemas ya implementados y socialmente aceptados en el país, así como otros aplicados en países de la región:

- a) *Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)*: Financiado mediante recargos aplicados a la facturación de usuarios libres del sistema eléctrico, al suministro de hidrocarburos y al transporte de gas natural por ducto. Para el periodo 2024, el cargo unitario aplicado al sector eléctrico fue fijado oficialmente en S/ 0,414 por kW-mes, lo cual equivale aproximadamente a S/ 0.003 por kWh (*asumiendo un consumo mensual de 138 kWh por cada kW de demanda contratada*) (Osinermin, 2024a). En 2023, el fondo recaudó más de S/ 330 millones solo del sector eléctrico (USD 90 millones), representando el 43.4 % del total anual de S/ 761 millones (FISE, 2024). Debido a su estructura legal y operativa, este esquema podría ampliarse para financiar infraestructura crítica de resiliencia energética, como un terminal de respaldo en Melchorita, sin generar distorsiones tarifarias significativas.

- b) *Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética (CASE)*: El CASE fue un mecanismo de recaudación implementado mediante la Ley N.º 29970 con el fin de financiar proyectos de infraestructura energética considerados estratégicos, como el Gasoducto Sur Peruano. El cargo fue aplicado a todos los usuarios del sistema eléctrico interconectado nacional (SEIN) a través del peaje de transmisión, a razón de S/ 1.53 por kW-mes para el periodo 2016–2017 (Osinermin, 2016). Esta tarifa equivalía aproximadamente a S/ 0.011 por kWh, considerando un consumo mensual de 138 kWh por kW contratado. Para usuarios térmicos e industriales que consumen gas natural, el cargo fue de USD 0.020 por metro cúbico (m³) de gas transportado (Osinermin, 2015). De acuerdo con el Informe N.º 0223-2015-GART, se estimó que el mecanismo CASE permitiría recaudar alrededor de USD 1,395 millones en cinco años, lo cual representa un promedio cercano a USD 280 millones anuales (Osinermin, 2015b). Esta cifra fue confirmada en presentaciones técnicas del MINEM como monto efectivo de financiamiento para el proyecto GSP. Aunque fue

suspendido en 2017 por la Ley N.º 30543, el CASE constituye un precedente regulatorio que podría reactivarse bajo una nueva figura legal, especialmente para proyectos y programas de resiliencia energética como una planta de respaldo en Melchorita.

- c) *Contrato de reserva estratégica*: En el Perú, este mecanismo ha sido utilizado para garantizar suministro en zonas aisladas: en 2012 ProInversión licitó tres plantas termoeléctricas de reserva fría en Iquitos (35 MW), Pucallpa (20 MW) y Puerto Maldonado (17 MW). Estas instalaciones están diseñadas para estar disponibles solo durante emergencias, sin operar en el despacho normal (ProInversión, 2012). El modelo remuneraba a los concesionarios con un pago fijo mensual por megavatio disponible, de S/9 918,83 por MW-mes (~USD 2 800/MW-mes). Con base en estos valores, se estima que la remuneración anual fue aproximadamente USD 1,18 M para Iquitos, USD 0,67 M para Pucallpa y USD 0,58 M para Puerto Maldonado, sumando un total de USD 2,43 M por año por disponibilidad. La inversión conjunta fue alrededor de USD 55 millones, con recuperado garantizado a través de estos pagos fijos, incluso sin generación efectiva (Congreso de la República del Perú, 2008). Este modelo demuestra que mediante el pago por disponibilidad se puede financiar infraestructura crítica sin depender del despacho real de energía, lo cual es directamente aplicable al caso de Melchorita.
- d) *Financiación mixta con recuperado tarifario*: Este esquema combina inversión pública inicial, participación privada y recuperación progresiva del capital mediante tarifas reguladas. Ha sido exitosamente aplicado en América Latina para infraestructura de GNL. En Chile, el terminal Quintero LNG se estructuró bajo una alianza público-privada entre ENAP, Enagás y accionistas privados, con contratos *take-or-pay* firmados por generadoras y distribuidoras. El cargo por regasificación se estima entre USD 0.80–0.90/MMBtu, generando ingresos anuales superiores a USD 100 millones para cubrir una inversión cercana a USD 1,100 millones (CNE, 2020; Fitch Ratings, 2024). En México, el terminal Altamira LNG opera bajo contrato con la CFE. Los cargos de regasificación se ubicaron en un rango similar (USD 0.80–0.90/MMBtu), con ingresos anuales

estimados entre USD 80 y 100 millones (CRE, 2020; GasOutlook, 2023). Estos modelos demuestran que una tarifa de respaldo en el rango de USD 0.30–0.40/MMBtu sería técnica y financieramente viable para un terminal como Melchorita, especialmente si se combina con instrumentos como el MIG, préstamos concesionales o garantías multilaterales (CAF, BID). La previsibilidad de los ingresos permitiría asegurar la bancabilidad del proyecto sin impactos significativos en la tarifa final.

En ese sentido, diversos mecanismos tarifarios aplicados en el Perú han demostrado su capacidad para financiar infraestructura energética crítica con recargos moderados y socialmente aceptables.

A continuación, se resumen sus principales características y su aplicabilidad como referencia para el financiamiento del terminal de respaldo en Melchorita:

Tabla 3-14: Resumen de esquemas tarifarios aplicados para financiar infraestructura energética crítica

Proyecto o esquema	Monto anual recaudado	Cargo aplicado estimado	Aplicación principal
FISE (Fondo de Inclusión Social Energético)	USD 90 millones	S/ 0.003/kWh (≈ USD 0.0008/kWh)	Facturación de usuarios libres del sistema eléctrico, gas y combustibles (Osinermin, 2024a)
CASE (Cargo de Seguridad Energética)	USD 280 millones	S/ 0.011/kWh (eléctrico) USD 0.020/m ³ (gas)	Facturación a usuarios del sistema eléctrico y térmicos/industriales de GN (Osinermin, 2015b)
Contrato de reserva estratégica	USD 5.5 millones (*)	S/ 9,918/MW-mes (≈ USD 2.5–3.0/kWh variable)	Pagos fijos por disponibilidad de centrales duales como respaldo (ProInversión, 2012)
Financiación mixta con recupero tarifario	USD 80–100 millones	USD 0.30–0.40/MMBtu	Contratos <i>take-or-pay</i> o regulados, con respaldo público y privado (CNE, 2020; CRE, 2020)

Fuente: Elaboración de los autores, con base en Osinermin (2015, 2016, 2024a), ProInversión (2012), CNE (2020), CRE (2020) y Gas Outlook (2023).

El análisis confirma que el recargo requerido para el escenario 1.1 (\approx USD 1.10/MWh) puede incorporarse con un impacto tarifario menor a USD 0.003/kWh (\approx S/ 0.01/kWh), dentro de los márgenes aceptables de política pública, sin comprometer la asequibilidad del servicio ni la equidad social. Además, el beneficio social de evitar incidencias y sobrecostos —como los observados en eventos recientes, con precios de más de USD 200/MWh y pérdidas estimadas de USD 335 millones por día (Vásquez Cordano, 2019; COES, 2025)— supera ampliamente el costo de implementar esta infraestructura de respaldo.

3.3. Formulación de lineamientos de resiliencia y recomendaciones de política energética

A partir del diagnóstico integral del sistema de transporte de gas natural por ductos frente a amenazas naturales, y de la evaluación técnica, económica y regulatoria de alternativas de respaldo, se consolidan los siguientes lineamientos estratégicos y recomendaciones de política energética orientadas a fortalecer la resiliencia del sistema:

- Inclusión de la resiliencia como eje transversal en la planificación energética nacional: La planificación energética del país debe incorporar explícitamente el concepto de resiliencia como criterio de evaluación de alternativas de infraestructura. Esto implica reconocer que la continuidad del suministro energético no solo depende de variables de oferta y demanda, sino también de la capacidad del sistema para resistir, adaptarse y recuperarse frente a eventos disruptivos, como los deslizamientos e inundaciones recurrentes que afectan al sistema troncal de transporte desde Camisea. Se recomienda que el MINEM, el COES y OSINERGMIN incorporen este enfoque en sus metodologías de planificación de inversiones, expansión y operación.
- Diversificación del riesgo mediante infraestructura de respaldo físicamente desconectada del sistema troncal: La centralización de la infraestructura gasífera actual representa un riesgo estructural para el país. Ante ello, la implementación de una solución técnicamente viable como la reconversión de la planta de Melchorita en una terminal de regasificación de respaldo se presenta como una medida prioritaria. Esta infraestructura permitiría asegurar el abastecimiento energético en caso de interrupciones del sistema de ductos, brindando capacidad

de respuesta ante escenarios de emergencia con implicancias económicas, sociales y operativas relevantes.

- Optimización del uso de activos existentes bajo esquemas flexibles de uso compartido: El aprovechamiento de infraestructuras existentes, como Melchorita, debe orientarse bajo esquemas regulatorios que permitan contratos de uso interrumpible y acceso abierto durante contingencias. Esto requiere una revisión normativa que permita a PERU LNG operar en condiciones de respaldo sin generar distorsiones al mercado ni conflictos contractuales. Además, es necesario definir un operador designado o un mecanismo de activación rápida desde el Estado en caso de emergencia.
- Fortalecimiento del marco regulatorio para infraestructura crítica de energía: Se recomienda revisar y actualizar el marco normativo en torno al aseguramiento del suministro de gas natural, incorporando criterios de riesgo geológico, geotécnico y climático. Deben establecerse estándares técnicos mínimos para el diseño, mantenimiento y operación de infraestructuras vulnerables, así como protocolos de respuesta ante emergencias que articulen a operadores, supervisores y tomadores de decisión.
- Evaluación del costo de la energía no suministrada (ENS) como criterio de priorización de inversiones: El análisis de los impactos económicos de interrupciones del transporte de gas ha evidenciado pérdidas millonarias para el país. Por ello, se recomienda institucionalizar el uso del ENS como variable de decisión en la evaluación costo-beneficio de proyectos energéticos resilientes, tal como se ha desarrollado en esta investigación. Este enfoque permitiría comparar los beneficios de resiliencia con el costo de inacción, generando criterios más completos para la toma de decisiones.
- Fortalecimiento de capacidades institucionales y articulación intersectorial: El fortalecimiento de la resiliencia energética requiere capacidades institucionales coordinadas entre los sectores de energía, defensa civil, ambiente, economía y planificación. Se recomienda establecer una instancia multisectorial de evaluación de riesgos e implementación de planes de continuidad energética, que articule acciones preventivas y correctivas. Asimismo, es necesario invertir en capacitación técnica sobre gestión de riesgos, simulaciones y activación de protocolos.

CAPÍTULO IV

4. Conclusiones

El análisis integral del sistema de transporte de gas natural y líquidos de gas natural ha permitido establecer que la infraestructura actual representa un nodo crítico único, expuesto directamente a amenazas naturales y sin capacidad estructural de resiliencia. Las interrupciones históricas, con duraciones de hasta 13 días y ocurrencia recurrente en la zona selva, demuestran que no se trata de eventos aislados, sino de un patrón de vulnerabilidad sistémica no resuelto. Esta condición convierte a la seguridad energética nacional en un riesgo operativo de alto impacto. Este diagnóstico permitió identificar a la planta PERU LNG como la única infraestructura existente con capacidad real de adaptación operativa inmediata, configurándose como la alternativa estructural más viable para construir resiliencia energética en el país.

La evaluación de la resiliencia del sistema, desarrollada bajo los marcos metodológicos del BID y del IPCC, evidencia que el país no cuenta con una estrategia formal ni con infraestructura de respaldo capaz de absorber, adaptarse o recuperarse ante una interrupción prolongada del ducto Camisea. Las soluciones operativas vigentes—como el uso de diésel en centrales duales o contratos de contingencia— no superan los siete días de cobertura efectiva y no garantizan continuidad operativa en escenarios extremos. Esta insuficiencia revela una brecha crítica en la resiliencia energética del Perú.

La cuantificación económica de las pérdidas evitables confirma que una interrupción prolongada del STD tendría efectos severos sobre la economía nacional, comprometiendo no solo el suministro eléctrico, sino también el crecimiento del PBI, la recaudación fiscal, el empleo y la competitividad industrial. Los escenarios evaluados, basados en una modelación de severidad creciente (entre 1 y 90 días) y proyectados en un horizonte de 20 años, estiman pérdidas evitadas acumuladas que superan los USD 30,000 millones en eventos críticos, y que podrían alcanzar los USD 187,000 millones en casos extremos. Estos resultados refuerzan la urgencia de incorporar criterios de resiliencia como eje estructurante de la política energética nacional.

Desde el punto de vista técnico, la reconversión de la planta PERU LNG en una terminal de regasificación de respaldo es viable y segura, y puede integrarse al sistema costero mediante sistemas ORV y SCV junto con compresores de alta presión. Esta infraestructura permitiría atender una demanda priorizada de hasta 800 MMPCD en condiciones de emergencia, sin afectar la capacidad instalada para exportación en condiciones normales de operación, generando una redundancia estructural eficiente sin necesidad de duplicar ductos ni ejecutar obras de gran escala. Esta solución constituye una respuesta concreta a la falta de resiliencia física del sistema actual.

El análisis económico desarrollado demuestra que la estrategia propuesta es financieramente sostenible y robusta frente a escenarios de uso poco frecuente. En condiciones normales, la tarifa de respaldo requerida es de USD 0.63/MMBtu. Incluso bajo un escenario conservador en el que el terminal se activa solo una vez cada cinco años, la tarifa se mantiene en USD 0.64/MMBtu y la relación beneficio/costo sigue siendo favorable, con un valor superior a 5.5. Esto valida el programa como una medida costo-efectiva para reducir los riesgos estructurales del sistema y mitigar los impactos de eventos de baja probabilidad y alto impacto.

Se concluye que la implementación del terminal de regasificación de respaldo es jurídicamente viable, financieramente justificable y compatible con los marcos regulatorios vigentes. La solución puede ejecutarse bajo el esquema del Mecanismo de Ingresos Garantizados (MIG), sin necesidad de modificar contratos de concesión ni crear nuevas normativas. La tarifa de respaldo estimada es de USD 0.63/MMBtu, equivalente a menos del 1.5 % del precio promedio de la energía, lo que la convierte en una medida costo-efectiva y socialmente aceptable. Estos resultados permiten afirmar que el país cuenta con los activos, capacidades técnicas y marco legal necesarios para avanzar hacia una estrategia estructural de resiliencia energética, orientada a garantizar la continuidad del suministro ante eventos naturales severos y fortalecer la seguridad energética nacional a largo plazo.

No obstante, es importante señalar que el presente análisis se ha centrado principalmente en la formulación de una estrategia de resiliencia de corto plazo, orientada a responder a contingencias inmediatas mediante la reconversión de infraestructura existente. Para complementar esta visión y avanzar hacia una estrategia integral de seguridad energética, se requiere impulsar investigaciones adicionales que

aborden los desafíos del mediano y largo plazo. En particular, resulta necesario profundizar en el análisis de alternativas para la importación sostenida de GNL, así como en la evaluación de variables críticas asociadas a precios internacionales, logística de abastecimiento, contratos de procura y almacenamiento estratégico. Estos aspectos serán clave para construir un sistema energético verdaderamente resiliente y preparado para los desafíos estructurales a futuro.

CAPÍTULO V

5. Recomendaciones

Se recomienda que el MINEM, en coordinación con Osinergmin y el COES, incorpore formalmente el enfoque de resiliencia energética en la planificación del sistema energético nacional. Esto incluye integrar el análisis de vulnerabilidad en el diseño de infraestructura crítica, establecer umbrales de respuesta ante eventos extremos y definir criterios técnicos y financieros para garantizar continuidad operativa. Esta política debe institucionalizar la resiliencia como eje transversal, vinculándola con la gestión del riesgo de desastres y la transición energética justa.

Dado el nivel de exposición del sistema energético frente a fallas del ducto Camisea, se recomienda que el proyecto de terminal de respaldo sea priorizado como inversión estratégica de seguridad nacional. La propuesta desarrollada en este programa ha demostrado viabilidad técnica, económica y regulatoria, sustentada en un análisis que incorpora múltiples escenarios de severidad (de 1 a 90 días), lo que refuerza su robustez ante distintas condiciones de uso. No obstante, su implementación debe ir acompañada de un análisis más detallado del costo incremental sobre el usuario final, tanto en electricidad como en gas natural. Este análisis permitiría fortalecer su aceptación social y facilitar la toma de decisiones en el diseño de su estructura tarifaria.

La activación del terminal de respaldo plantea escenarios operativos que requieren ser integrados en la planificación del COES. Se sugiere establecer criterios de activación ex ante, mecanismos de coordinación con los generadores térmicos, y procedimientos que aseguren eficiencia y trazabilidad en su uso. Asimismo, se debe considerar un análisis de riesgo durante la fase de implementación, especialmente en lo referente a disponibilidad de infraestructura de interconexión, permisos ambientales y tiempos regulatorios, que pueden influir directamente en la efectividad del sistema de respaldo.

Finalmente, se recomienda que el Estado evalúe alternativas de resiliencia territorial, como plantas satélites de GNL, almacenamiento estratégico o mecanismos financieros contingentes. Estas medidas pueden complementar el terminal de respaldo y fortalecer la respuesta ante emergencias, posicionando al Perú frente a amenazas estructurales en su matriz energética. Para el caso particular planteado, se sugiere

aprovechar el vencimiento del contrato de concesión de PERU LNG previsto para 2028 —tras 18 años de operaciones bajo un esquema Take or Pay— como una oportunidad estratégica para renegociar su uso dual o reconvertir parte de su infraestructura (tanques, muelle, brazos de descarga) como terminal de respaldo. Al estar prácticamente amortizada, esta planta permitiría minimizar la inversión requerida, facilitando la implementación de una solución robusta y coste-efectiva en beneficio de la seguridad energética nacional. Adicionalmente, se recomienda evaluar la viabilidad, como línea futura de investigación, de la ampliación del esquema propuesto considerando importaciones de GNL desde mercados internacionales, así como la construcción de tanques de almacenamiento adicionales con la finalidad de incrementar la autonomía operativa del sistema de respaldo y su capacidad para cubrir eventos de mayor duración.

BIBLIOGRAFÍA

APEC. (2018). *Oil and gas security exercise in Peru*. Asia Pacific Energy Research Centre. https://www.apec.org/docs/default-source/Publications/2018/9/APEC-Oil-and-Gas-Security-Exercise-in-Peru/218_EWG_APEC-Oil-and-Gas-Security-Exercise-in-Peru.pdf

Cálidda. (2025). *Informe de resultados al IT 2025*. Cálidda Gas Natural de Lima y Callao. <https://www.calidda.com.pe/media/t5bbltd/calidda-informe-de-inversionistas-1t-2025.pdf>

Castillo Felmer, N. (2009). *Estudio de prefactibilidad técnica económica de una planta regasificadora de gas natural licuado* [Tesis de ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Valparaíso]. http://opac.pucv.cl/pucv_txt/txt-5000/UCH5058_01.pdf

Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres (CENEPRED). (2024). *Escenarios de riesgo por inundaciones y movimientos en masa en el marco del Plan Multisectorial 2025–2027* [PDF]. https://sigrid.cenepred.gob.pe/sigridv3/storage/biblioteca//17791_escenarios-de-riesgo-por-inundaciones-y-movimientos-en-masa-en-el-marco-del-plan-multisectorial-2025-2027.pdf

Centro Nacional de Estimación, Prevención y Reducción del Riesgo de Desastres (CENEPRED). (2024). *Escenarios de riesgo por sismos y peligros asociados en el marco del Plan Multisectorial 2026–2028*. https://sigrid.cenepred.gob.pe/sigridv3/storage/biblioteca//18969_escenarios-de-riesgo-por-sismos-y-peligros-asociados-en-el-marco-del-plan-multisectorial-2026-2028.pdf

Clingendael International Energy Programme. (2004). *Study on energy supply security and geopolitics*. European Commission. http://europa.eu.int/comm/energy_transport/doc/2004_lv_ciep_report_en.pdf

Comisión Nacional de Energía (CNE). (2020). *Anuario estadístico de energía 2020*. <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2021/12/AnuarioCNE2020.pdf>

Comisión Reguladora de Energía (CRE). (2020). *Prontuario estadístico de gas natural, octubre 2020*.
https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/591204/Prontuario_octubre_2020.pdf

Congreso de la República del Perú. (1992). *Decreto Ley N.º 25844: Ley de Concesiones Eléctricas*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto-Ley-25844.pdf

Congreso de la República del Perú. (1993). *Ley N.º 26221: Ley Orgánica de Hidrocarburos*. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/5977083/5136025-ley-n-26221.pdf>

Congreso de la República del Perú. (2000). *Ley N.º 27345: Ley de Promoción del Uso Eficiente de la Energía*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/892972/LEY-27345.pdf>

Congreso de la República del Perú. (2008, 26 de junio). *Decreto Legislativo N.º 1041: Decreto que modifica la Ley de Concesiones Eléctricas para permitir la contratación de suministro en zonas no conectadas al SEIN*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/12816/DLeg-1041.pdf?v=1530656655>

Congreso de la República del Perú. (2010). *Decreto Supremo N.º 064-2010-EM: Política Energética Nacional del Perú 2010–2040*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/898446/DS-064-2010-EM.pdf>

Congreso de la República del Perú. (2011). *Ley N.º 29817: Ley que modifica la Ley Orgánica de Hidrocarburos y fortalece la seguridad energética en hidrocarburos*.
https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/LEY-29817.pdf

Congreso de la República del Perú. (2012a). *Ley N.º 29852: Ley que crea el fondo de inclusión social energético*.
<https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/890597/Ley-29852.pdf>

Congreso de la República del Perú. (2012b, 22 de diciembre). *Ley que afianza la seguridad energética y promueve el desarrollo de polo petroquímico en el sur del país (Ley N.º 29970)* [PDF]. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/890658/Ley-29970.pdf>

Congreso de la República del Perú. (2017, 3 de marzo). *Ley N.º 30543: Ley que elimina el cobro de afianzamiento de seguridad energética que viene afectando el costo del servicio eléctrico y ordena la devolución de dicho importe a los usuarios del servicio energético.* Diario Oficial *El Peruano*. https://www.leyes.congreso.gob.pe/Documentos/2016_2021/ADLP/Normas_Legales/30543-LEY.pdf

Cruz, E. (2023, mayo). *SPR: diésel, demanda eléctrica y economía peruana. Rumbo Minero*. <https://www.rumbominero.com/peru/noticias/spr-diesel-demanda-electrica-economia-peruana>

Energiminas. (2025, 6 de febrero). *Generación de energía eléctrica sumó 60 029 GWh en 2024*. <https://energiminas.com/2025/02/06/generacion-de-energia-electrica-sumo-60029-gwh-en-2024/>

Escudero Jofré, R. E. (2008). *Diseño y estudio técnico-económico de una terminal de almacenamiento y regasificadora de GNL* [Tesis de ingeniería, Universidad de Chile]. <https://repositorio.uchile.cl/handle/2250/103215>

FISE. (2024). *Informe anual 2023 del Fondo de Inclusión Social Energético (FISE)*. Ministerio de Energía y Minas del Perú. <https://fise.gob.pe/pags/InformeAnual/Informe%20Anual%202023.pdf>

Fitch Ratings. (2024). *Fitch affirms GNL Quintero at 'A'; Outlook stable*. <https://www.fitchratings.com/research/corporate-finance/fitch-affirms-gnl-quintero-at-a-outlook-stable-21-11-2024>

GasOutlook. (2023). *Mexico LNG terminal set to ship first cargo, others remain in limbo*. <https://gasoutlook.com/analysis/mexico-lng-terminal-set-to-ship-first-cargo-others-remain-in-limbo/>

Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC). (2021). *Resumen para todos: Sexto informe de evaluación, Grupo de Trabajo I – Bases físicas* [Resumen del informe]. https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/outreach/IPCC_AR6_WGI_Summary_ForAll_Spanish.pdf

International Energy Agency (IEA). (2023). *Gas market report – Q2 2023*. <https://www.iea.org/reports/gas-market-report-q2-2023>

La Política Online. (2025, 10 de marzo). *La inundación de TGS pone en riesgo la generación eléctrica*. <https://www.lapoliticaonline.com/energia/la-inundacion-de-tgs-pone-en-riesgo-la-generacion-electrica/>

Lee, E. M., Audibert, J. M. E., Hengesh, J. V., & Nyman, D. J. (2009). Landslide-related ruptures of the Camisea pipeline system, Peru. *Quarterly Journal of Engineering Geology and Hydrogeology*, 42(2), 251–259. <https://doi.org/10.1144/1470-9236/08-061>

Meier, T. (2013, julio). *Protecting pipelines from catastrophic effects of earthquakes*. *Pipeline & Gas Journal*, 240(7). <https://pgjonline.com/magazine/2013/july-2013-vol-240-no-7/technotes/protecting-pipelines-from-catastrophic-effects-of-earthquakes>

MINEM. (2025). *Declaratoria de emergencia energética nacional*. Ministerio de Energía y Minas del Perú. <https://gestion.pe/economia/tgp-restablecio-el-transporte-de-hidrocarburos-en-el-gasoducto-de-camisea-noticia/>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2012). *Decreto Supremo N.º 021-2012-EM: Aprueban disposiciones reglamentarias para la ejecución del Sistema de Seguridad Energética en el SEIN y del proyecto del gasoducto sur peruano*. <http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/uploads/GFGN/DS-021-2012-EM.pdf>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2012). *Decreto Supremo N.º 050-2012-EM: Aprueban disposiciones reglamentarias sobre seguridad energética en el sector hidrocarburos*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Decreto%20Supremo%20N%C2%BA%20050-2012-EM.pdf

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2018). *Decreto Supremo N.º 017-2018-EM: Establecen el mecanismo de racionamiento para el abastecimiento de gas natural al mercado interno ante una declaratoria de emergencia*. <https://www.gob.pe/institucion/minem/normas-legales/223705-decreto-supremo-n-017-2018-em>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2022). *Estadística Subsector Hidrocarburos – Diciembre 2022*. Dirección General de Hidrocarburos. <https://www.gob.pe/institucion/minem/informes-publicaciones/4281288-estadistica-subsector-hidrocarburos-diciembre-2022>

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2024). *Balance Nacional de Energía al 2022*. Dirección General de Eficiencia Energética.

Ministerio de Energía y Minas del Perú. (2025, enero 15). *Resolución Directoral N.º 018-2025-MINEM/DGH – Medidas ante emergencia de suministro de gas natural*. *El Gas Noticias*. <https://elgasnoticias.com/resolucion-directoral-018-2025-minem-dgh/>

Mongabay LatAm. (2024). *Outdated infrastructure and oil spills: the cases of Colombia, Peru and Ecuador*. <https://news.mongabay.com/2024/04/outdated-infrastructure-and-oil-spills-the-cases-of-colombia-peru-and-ecuador/>

Oficina de las Naciones Unidas para la Reducción del Riesgo de Desastres (UNISDR). (2015). *Marco de Sendai para la reducción del riesgo de desastres 2015–2030*. https://www.unisdr.org/files/43291_spanishsendaiframeworkfordisasterri.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería. (s.f.). *Alcance de las labores y contratos BOOT*. http://gasnatural.osinerg.gob.pe/contenidos/potenciales_inversionistas/alcance_labores_contratos_boot.html

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2015a). *Resolución N.º 043-2015-OS/CD: Aprueban el Cargo por Confiabilidad del Gasoducto Sur Peruano (GSP)*. https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/PlantillaMarcoLegalBusqueda/Osinergmin-043-2015-OS-CD.pdf

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2015b). *Informe N.º 0223-2015-GART: Evaluación de los ingresos proyectados por el CASE*. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1016663/Informe-No0223-2015-GART20200717-31706-1dt07lg.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2016, 16 de junio). *Resolución de Consejo Directivo N.º 147-2016-OS/CD*. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2016/OSINERGMIN%20No.147-2016-OS-CD.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2019). *Impacto económico de la interrupción prolongada del suministro de gas natural en Lima y Callao (Documento de Trabajo N.º 28)*. Gerencia de Políticas y Análisis Económico. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/1399867/Documento%20de%20Trabajo%2028.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2024). *Informe técnico 870-2024-GRT: Tarifas y precios del servicio de distribución de gas natural por red de ductos*. Gerencia de Regulación de Tarifas. <https://www.osinergmin.gob.pe/Resoluciones/pdf/2024/Informe-Tecnico-870-2024-GRT.pdf>

Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería [Osinergmin]. (2024a). *Informe Técnico N.º 761-2024-GRT*. <https://cdn.www.gob.pe/uploads/document/file/7357849/6278309-informe-tecnico-761-2024-grt.pdf?v=1733963642>

Palacios Zapata, L. D. (2021). *Análisis de prefactibilidad técnico económico de una planta de almacenamiento y regasificación de gas natural licuado* [Tesis de ingeniería, Escuela Politécnica Nacional]. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/22208>

PERU LNG. (2024). *Planta de licuefacción PERU LNG*. https://perulng.com/wp-content/uploads/2024/02/PLANTA_DE_LICUEFACCION_PERU-LNG-1.pdf

ProInversión. (2012a). *Suministro de energía para Iquitos (reserva fría)*. <https://www.investinperu.pe/es/app/procesos-concluidos/proyecto/5575>

ProInversión. (2012b). *Reserva fría de generación – Plantas Pucallpa y Puerto Maldonado*. <https://www.investinperu.pe/es/app/procesos-concluidos/proyecto/5540>

Promigas. (2023). *Informe del sector gas natural en Perú 2023 – Cifras 2022*. <https://www.promigas.com/Paginas/Eventos/ESP/Documentos/Informe%20del%20Sector%20Gas%20Natural%20en%20Peruu%202023%20-%20Cifras%202022.pdf>

Redacción HuffPost. (2025, 26 de marzo). *Tragedia ambiental en Ecuador: más de 25.000 barriles de petróleo en ríos, manglares y playas*. HuffPost España. <https://www.huffingtonpost.es/planeta/tragedia-ambiental-ecuador-mas-25000-barriles-petroleo-rios-manglares-playasbr.html>

Repsol. (2010, enero 21). Repsol pone en marcha la primera planta de licuefacción de gas de Latinoamérica [Comunicado de prensa]. <https://www.repsol.pe/content/dam/repsol-paises/pdfs/peru/notasdeprensa/2010/Repsol%20pone%20en%20marcha%20la%20primera%20planta%20de%20licuefacción%20de%20gas%20de%20Latinoamérica.pdf>

Reuters. (2024, 18 de noviembre). *Ecuador declara emergencia nacional mientras sequía e incendios se intensifican*. <https://www.reuters.com/world/americas/ecuador-declares-national-emergency-wildfires-drought-intensify-2024-11-18/>

Songhurst, B. (2017). *LNG plant cost reduction 2014–18 (OIES Paper NG 123)*. Oxford Institute for Energy Studies. <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2018/10/LNG-Plant-Cost-Reduction-2014%E2%80%9318-NG137.pdf>

Transportadora de Gas del Perú (TGP). (2023). Reporte de sostenibilidad 2023. https://www.tgp.com.pe/wp-content/uploads/2024/04/TGP_Reporte_De_Sostenibilidad-2023_VF.pdf

Vásquez Cordano, A. (2019). *Evaluación del impacto económico de interrupciones prolongadas en el sistema de transporte de gas natural* (Documento de trabajo N.º 001-2019-DI-EPG). Gerens Escuela de Postgrado. <https://repositorio.gerens.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12877/52/DT-001-2019-DI-EPG.pdf>

Vásquez Cordano, A. (2025, 3 de marzo). *¿Crisis energética en el 2025? El impacto del gas natural en el Perú*. Gerens. <https://gerens.pe/blog/crisis-energetica-en-el-2025-el-impacto-del-gas-natural-en-el-peru/>

World Bank. (1997). *Project appraisal document on a proposed loan in an amount of USD130 million to Transportadora Brasileira Gasoduto Bolívia–Brasil S.A. for a gas sector development project – Bolivia–Brazil gas pipeline (Report No. 16769-BR)*. Finance, Private Sector, and Infrastructure Department, Latin America and the Caribbean Region. <https://documents1.worldbank.org/curated/en/229381468743798142/pdf/multi-page.pdf>

ANEXOS

Anexo 1: Calendario de riesgos 2014 – INDECI



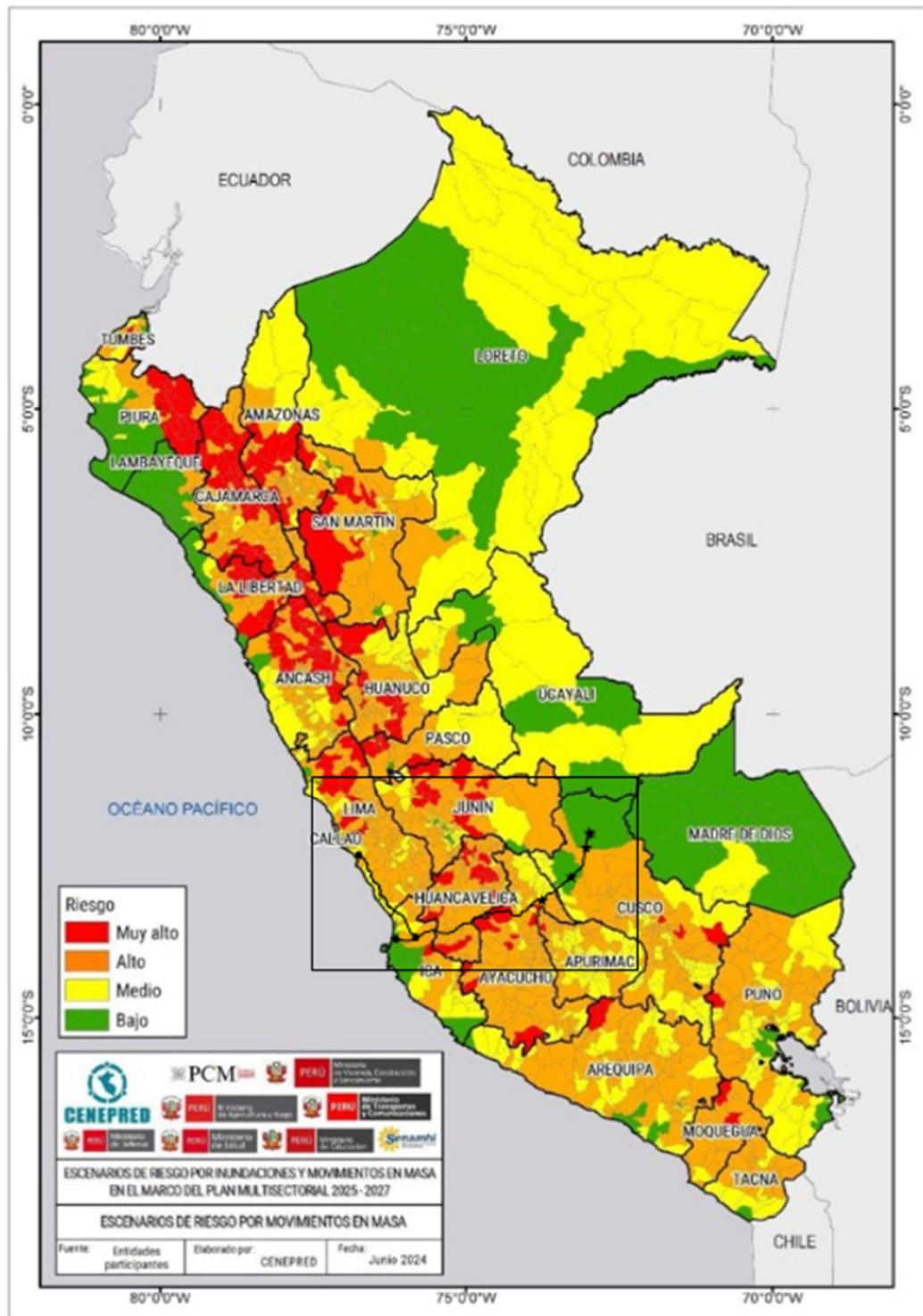
FENÓMENO	COSTA	SIERRA	SEVA	VERANO			OTOÑO			INVIERNO			PRIMAVERA		
				DIC	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV
LLUVIAS		■	■	●	●	●	●	●					●	●	●
INUNDACIONES	■	■	■	●	●	●	●	●							
HUAYCOS / DESLIZAMIENTOS	■	■	■	●	●	●	●	●							
GRANIZADA / NIEVE		■		●	●	●	●	●					●	●	●
HELADAS		■						●	●	●	●	●			
FRIAJES			■					●	●	●	●	●			
BAJAS TEMPERATURAS	■							●	●	●	●	●	●		
INCENDIOS FORESTALES	■	■	■							●	●	●			
VIENTOS FUERTES	■	■	■							●	●	●	●		
OLEAJES ANÓMALOS	■			●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●	●

Verano: 21 Diciembre 2013, 12:11 hrs. al 20 Marzo 2014, 11:57 hrs.
Otoño: 20 Marzo 2014, 11:57 hrs. al 21 Junio 2014, 00:01 hrs.
Invierno: 21 Junio 2014, 00:01 hrs. al 22 Septiembre 2014, 21:09 hrs.
Primavera: 22 Septiembre 2014, 21:09 hrs. al 21 Diciembre 2014, 18:03 hrs.

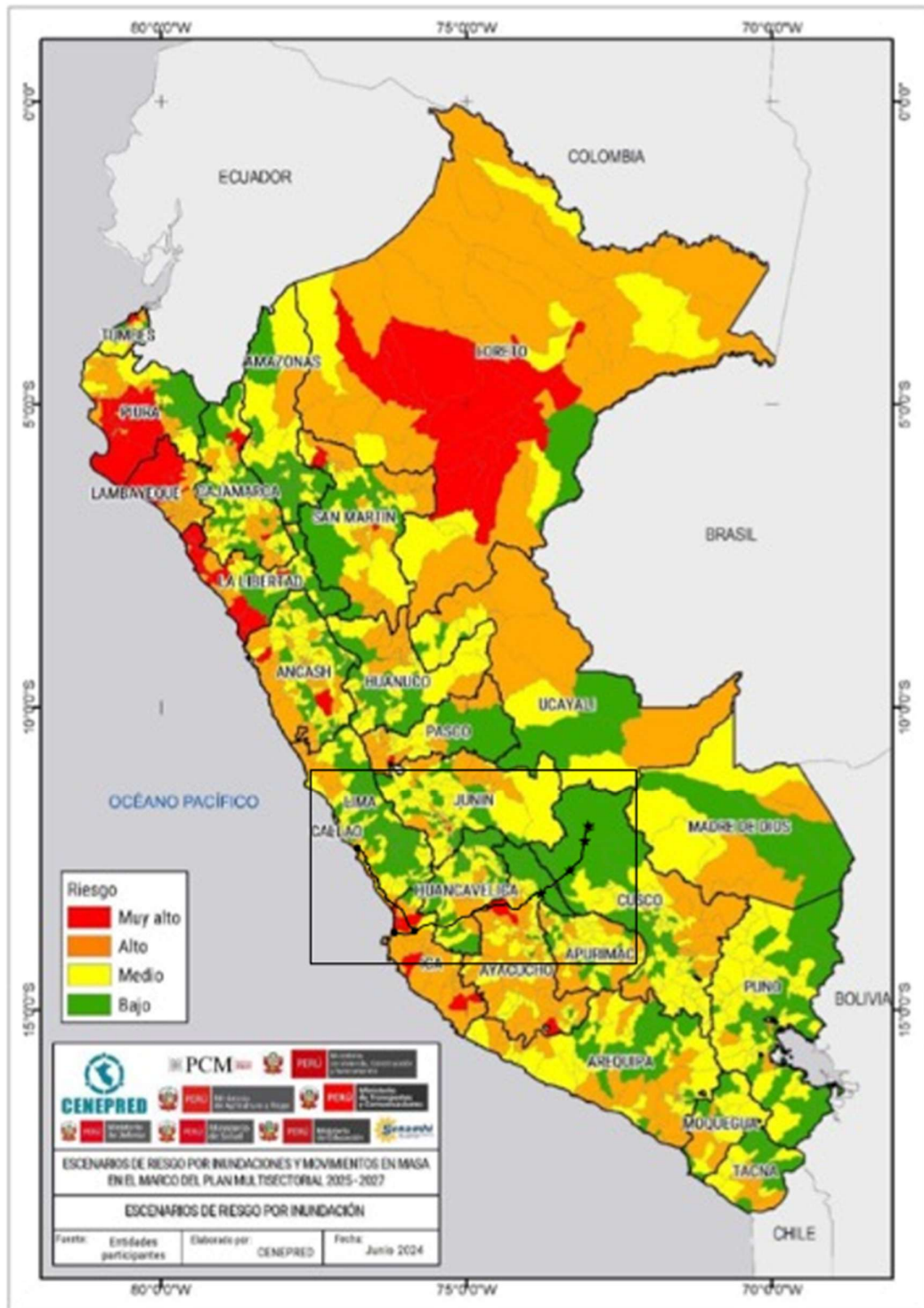
Fuente: Instituto Nacional de Defensa Civil [Indeci]. (2014). Calendario de Riesgos. Recuperado de <http://www.indeci.gob.pe/calendario.php>

En el 2014, el Instituto Nacional de Defensa Civil (Indeci) elaboró este calendario con los peligros naturales que amenazan a la población, y su actividad económica, asociados a los principales fenómenos hidrometeorológicos propios de las regiones del Perú.

Anexo 2: Amenazas de origen natural sobre el derecho de vía



Fuente: CENEPRED



Fuente: CENEPRED

Anexo 3: Entrevistas a expertos - Listado de preguntas

Categoría	Preguntas
A. De los riesgos de origen natural y la vulnerabilidad del sistema de transporte por ductos de GN y LGN.	<ol style="list-style-type: none"> 1. ¿Cuáles son los fenómenos naturales que podrían afectar a los ductos de Camisea y qué tan vulnerable es la infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos ante estos riesgos? 2. ¿Qué estrategias han sido implementadas para reducir la vulnerabilidad de esta infraestructura?
B. Del impacto de la interrupción del suministro en la matriz energética del Perú	<ol style="list-style-type: none"> 3. ¿Cuál es nivel de dependencia actual de la matriz energética del suministro de GN y LGN a través de los ductos? 4. ¿Cuáles serían los sectores más afectados ante una interrupción prolongada en el suministro de GN y LGN? 5. ¿Existen mecanismos de respaldo en el sistema energético para mitigar el impacto de una interrupción prolongada del suministro de GN y LGN?
C. De las estrategias de resiliencia y continuidad operativa	<ol style="list-style-type: none"> 6. ¿Cuáles son las principales estrategias que el sector ha implementado para mejorar la resiliencia del sistema de transporte de GN y LGN por ductos? 7. ¿Qué aprendizajes se pueden plantear a partir de otras experiencias en resiliencia de sistemas de transporte por ductos?
D. De la regulación y supervisión del sistema de transporte de Gas Natural (GN) y Líquidos de Gas Natural (LGN)	<ol style="list-style-type: none"> 8. ¿Cómo se coordinan las acciones entre entidades de gobierno, empresas operadoras y otros actores para garantizar la seguridad del suministro?
E. Perspectivas y recomendaciones	<ol style="list-style-type: none"> 9. ¿Cuáles son los principales desafíos que enfrenta la matriz energética peruana a partir de los niveles de dependencia y riesgo en su actual infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos? 10. ¿Qué estrategias podrían adoptarse para mejorar la resiliencia de la infraestructura de ductos de GN y LGN a interrupciones prolongadas del suministro debidas a eventos de origen natural?

Anexo 4: Matriz de respuesta de los expertos

Marca temporal	Nombre Completo	Entidad / empresa / institución	Cargo / especialidad	Años de experiencia en el sector energético	¿Cuáles son los fenómenos naturales que podrían afectar a los ductos de Camisea y qué tan vulnerable es la infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos ante estos riesgos?	¿Qué estrategias han sido implementadas para reducir la vulnerabilidad de esta infraestructura?	¿Cuál es el nivel de dependencia actual de la matriz energética del suministro de GN y LGN a través de los ductos?	¿Cuáles serían los sectores más afectados ante una interrupción prolongada en el suministro de GN y LGN?	¿Existen mecanismos de respaldo en el sistema energético para mitigar el impacto de una interrupción prolongada del suministro de GN y LGN?	¿Cuáles son las principales estrategias que el sector ha implementado para mejorar la resiliencia del sistema de transporte de GN y LGN por ductos?	¿Qué aprendizajes se pueden plantear a partir de otras experiencias en resiliencia de sistemas de transporte por ductos?	¿Cómo se coordinan las acciones entre entidades de gobierno, empresas operadoras y otros actores para garantizar la seguridad del suministro?	¿Cuáles son los principales desafíos que enfrenta la matriz energética peruana a partir de los niveles de dependencia y riesgo en su actual infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos?	¿Qué estrategias podrían adoptarse para mejorar la resiliencia de la infraestructura de ductos de GN y LGN a interrupciones prolongadas del suministro debidas a eventos de origen natural?
4/21/2025 2:54:30	ELEODORO MAYORGA	FIP - UNI	Profesor	50+	Movimientos Sísmicos, lluvias torrenciales, erosión en cruces de ríos	Buenas prácticas en la construcción de ductos y facilidades de tratamiento del gas y de los condensados. Por hacer construir nuevos ductos y crear anillos de transporte de gas.	Entre 30-35% de la energía primaria y entre 40-55% del mix de generación de electricidad dependen de gas y LGN transportados por ductos	La generación de electricidad y el suministro de GLP que afectan al sector residencial e industrial	La importación de diesel en particular. No contamos con plantas para regasificar LGN importado	No hay una estrategia bien definida y conocida por todos los operadores	Es clave duplicar la salida del gas de los campos de Camisea	El gobierno a través del minem y de osirergmin debe estructurar un plan en el cual participen todos los operadores que distribuya claramente responsabilidades en situaciones de emergencia	Dada la topografía y la frecuencia con que se dan movimientos Sísmicos y cambios en el régimen de lluvias, que probablemente se vea alterada por el cambio climático es importante que se trabaje ante los desafíos que tenemos en el sector energético en general y en el subsector del gas natural. El desafío central es el financiamiento de las infraestructuras requeridas.	Tener instalaciones que permitan recibir y utilizar gas y diesel en los volúmenes que serían requeridos

4/21/2025 15:23:05	Freddy Antonio Portal Wong	COES	Director de Planificación de Transmisión	30	<p>Sismos, deslizamientos. De mi experiencia en el sector eléctrico, el cual depende entre 40 a 50% de la electricidad generada con gas natural, la infraestructura de transporte de GN y LGN requiere de uno o dos mantenimientos correctivos al año. Lamentablemente, cuando ocurrían los mantenimientos nunca nos informaron los orígenes de los problemas.</p>	<p>Entiendo que básicamente es hacer inspecciones periódicas a los ductos para detectar fallas existentes o potenciales.</p>	<p>Durante el año 2024 aproximadamente el 38% de la electricidad generada en el SEIN proviene del gas natural de Camisea, que llega por los ductos. El año 2023 fue de 44%, debido a que se tuvo menor producción hidroeléctrica (año de bajas lluvias).</p>	<p>El sector eléctrico sería de lejos el más afectado directamente. Asimismo, dentro de este sector, los grandes consumidores de electricidad (entre ellos los mineros) sentirían el impacto en la subida de los precios de la electricidad, debido a que se tendría que generar con diesel.</p>	<p>En el caso del sector eléctrico se tienen las centrales de generación de reserva, las cuales operan con Diesel, y que tienen almacenado combustible para unas pocas semanas. Asimismo, se tienen las centrales duales, que operan con gas y con diesel.</p>	<p>Además de las inspecciones preventivas a los ductos, se tiene el mecanismo de declaratoria de emergencia en el suministro de gas, que permite destinar todo el gas para consumo interno (suspensión de la exportación).</p>	<p>No soy experto en el tema de gas, pero creo que se podría tener gas natural licuado almacenado en la costa para regasificarlo en caso falle el ducto. Otra alternativa sería tener un terminal de regasificación que nos permita comprar GNL para regasificarlo ante una falla de larga duración en el ducto.</p>	<p>Para los casos de mantenimientos correctivos y preventivos en los ductos de gas, existe una coordinación vía correos electrónicos entre la empresa responsable del ducto y el COES, mediante el cual se informan el volumen disponible de gas previo a cada día del mantenimiento, de manera que el COES pueda programar el despacho de generación de la manera más óptima posible (por eficiencia en el uso del combustible).</p>	<p>Además de la posibilidad de fallas en los ductos, que serían eventos fortuitos, también es posible que la capacidad del ducto llegue a ser insuficiente para cubrir las necesidades crecientes del sector eléctrico y los demás sectores. Por otro lado, entiendo que las reservas de gas no se están incrementando por lo que surge la pregunta si se puede contar con gas para generación eléctrica en las próximas décadas. Otro problema es la indefinición en la construcción de un ducto hacia el sur del país, zona en la cual se cuenta con centrales de reserva que operan con diesel con centrales de reserva que se pueden convertir para que operen con gas de manera más permanente, y más aún se pueden convertir en ciclos combinados para ser más eficientes y generar aún más electricidad.</p>	<p>Tener gas natural licuado almacenado en la costa para regasificarlo en caso sea necesario, y tener terminales de regasificación para comprar gas licuado si es necesario.</p>
-----------------------	-------------------------------	------	--	----	--	--	--	--	--	--	--	---	---	--

4/21/2025 16:12:26	José Mantilla Castillo	Energy Seven SAC	Gerente General	34	Me parece que la infraestructura es mas vulnerable a los sgles fenómenos naturales, por orden de relevancia: sismos, deslizamientos e inestabilidad de taludes, huaclos, lluvias intensas.	Ingeniería especializada, diseños estructurales adecuados, SCADA, Inspecciones internas, Sist. alerta temprana, relacionamiento con comunidades	Muy alto, el gran mercado de GN está en Lima y llega por ductos, el 45% de la generación eléctrica también se provee a través de ductos y el 100 % de los LGN llega por ductos hasta Pisco	Generación eléctrica, Industria, pesca, transporte concentrado en Lima y residencial y comercial concentrado en gran medida en Lima	Generación hidro eléctrica y diesel, terminales de combustibles líquidos a nivel nacional	El sistema de transporte de GN y LGN en Perú ha evolucionado hacia un modelo más resiliente, que integra ingeniería robusta, monitoreo inteligente, preparación ante emergencias y participación comunitaria. Sin embargo, el sistema sigue centralizado, por lo que la redundancia estructural (segundo ducto o rutas alternativas) sigue siendo un reto pendiente para elevar la resiliencia nacional. Para ello también se requiere mayores recursos de gas.	Diversificación de ductos, plantas costeras de regasificación, sistemas interconectados de ductos, monitoreo remoto de avanzada, modelos digitales predictivos, fortalecimiento de ductos y potenciar válvulas de corte automático, almacenamiento estratégico.	En el Perú, la seguridad del suministro de GN y LGN se gestiona mediante una red de coordinación técnica, regulatoria y operativa, donde: El Estado lidera la política y fiscalización. Las empresas ejecutan y reportan, y Se activan mecanismos de respuesta conjunta ante contingencias. Sin embargo, aún existen desafíos para consolidar una estructura permanente de coordinación multisectorial, con protocolos compartidos, simulacros nacionales integrados y una gobernanza más robusta para situaciones críticas.	Seguridad energética: La matriz energética peruana enfrenta riesgos estructurales por su alta dependencia de una sola fuente y rula crítica de transporte. Para fortalecer su resiliencia y sostenibilidad, es necesario: - Diversificar fuentes (combustibles líquidos, renovables, duales, GNL), - Descentralizar el acceso al GN, - Implementar infraestructura de respaldo, y - Consolidar una gobernanza colaborativa y preventiva.	La resiliencia ante interrupciones prolongadas del sistema de ductos en Perú exige una visión integral que combine: - Infraestructura física reforzada - Tecnología avanzada de monitoreo - Redundancia operativa - Capacidad de respuesta organizada - Participación social (comunidades, autoridades, actores sociales, y ciudadanía en general) - Marco regulatorio y de inversión adecuado
4/27/2025 20:17:24	Edgard Ramirez Cadenillas	REDLAND ENERGY	CEO	30	Las Lluvias, derrumbes, deslizamientos de tierra en el derecho de via del o los ductos, pueden afectar la estabilidad de los ductos y provocar daños por efecto de la presión de la masa móvil de terreno. La frecuencia de fallas existente en el ducto de líquidos, por las causas señaladas, nos permite deducir que si existe cierto nivel de vulnerabilidad en el ducto de LNG y tambien en el de GN	Mejoras de la Geotecnia del terreno, para incrementar la resistencia ante los eventos señalados	el sector electrico es el mas deoendientes del sistema de gas natural, este depende casi de un 50% de la generación a gas natural y de un solo ducto de GN de Cimicisa a Lima, la GCEE esta concentrada en Chilca-Lima y una falla o interrupción del su inistro de gas, provocaría una interrupción del 50% del suministro eléctrico del país.	la Generacion electrica	No existen	Ninguna hasta la fecha	Un sistema de respaldo de has, como una capacidad de almacenamiento de GNL para el suministro a Chilca, ante la interrupción del flujo de gas, es recomendable hacerse.	No se si existe una buena coordinación, yo creo que no existe. Pero la seguridad de suministro es un tema de las entidades responsables del estado, no del setor privado	Una mayor diversificación del suministro de gas, con nuevos ductos hacia los centros actuales y futuros de generación eléctrica,	Diversificar el suministro de gas y diversificar los Nodos de generación eléctrica con gas

4/30/2025 11:34:08	JOSEPH SINCHITULLO GÓMEZ	UNI	DOCENTE	10	<p>La infraestructura de transporte de GN y LGN por ductos en el proyecto Camisea enfrenta riesgos significativos por fenómenos naturales, especialmente sismos, deslizamientos y crecidas de ríos. Aunque el sistema está diseñado para minimizar daños, la vulnerabilidad es moderada a alta en zonas geológicamente inestables o con difícil acceso, por lo que requiere constante monitoreo, inversión en mantenimiento y actualización de planes de contingencia.</p>	<p>Para reducir la vulnerabilidad de la infraestructura de transporte de GN y LGN del proyecto Camisea frente a fenómenos naturales, considero que se han implementado diversas estrategias técnicas y de gestión del riesgo. Como estudios geotécnicos detallados que permitieron optimizar el trazado del ducto, revestimientos anticorrosivos, anclajes y estructuras de protección en zonas críticas. Asimismo, se han instalado sistemas de monitoreo continuo como SCADA. La infraestructura cuenta también con válvulas de cierre automático y protocolos de emergencia. Considero que estas estrategias sumado a obras han contribuido a reducir significativamente el riesgo operacional, aunque se deben mantener medidas preventivas en zonas de alta complejidad geológica.</p>	<p>La matriz energética peruana depende de forma crítica del GN y LGN transportados por los ductos de Camisea, tanto para la generación eléctrica (más del 40%) como para el desarrollo industrial, residencial y el transporte urbano. Esta dependencia estructural refuerza la necesidad de fortalecer la resiliencia de la infraestructura y promover la exploración en zonas cercanas a Camisea para reponer las reservas que se van consumiendo.</p>	<p>Ante una interrupción prolongada en el suministro de GN y LGN, los sectores más afectados serían principalmente el eléctrico, industrial, de transporte y exportador. El impacto más crítico recaería en la generación eléctrica, ya que más del 40 % de la electricidad nacional proviene de centrales térmicas alimentadas por GN, especialmente en la costa central (Lima y Chica), lo que podría ocasionar cortes de energía y racionamientos. El sector industrial también sufriría consecuencias severas, al depender del GN para procesos térmicos en rubros como el cementero, siderúrgico, cerámico y textil. En el sector transporte, más de 300.000 vehículos que operan con GNV enfrentarían un desabastecimiento, provocando alzas de precios y congestión en estaciones de GLP o gasolina. Asimismo, la interrupción detendría la operación de la planta de licuación de Melchorita, afectando las exportaciones de GNL y reduciendo ingresos fiscales por regallas. Aunque el impacto en el sector residencial sería menor, también se vería comprometido el suministro doméstico en zonas urbanas conectadas, como Lima y Callao. En conjunto, estos efectos pondrían en riesgo la estabilidad energética, productiva y fiscal del país.</p>	<p>Considero que a pesar que el sistema energético peruano cuenta con reservas frías en base a Diesel, esto encarece el costo de la energía, y en una interrupción prolongada generaría caos social y económico. Es necesario cumplir con la normativa de almacenamiento del consumo de los últimos 15 días para garantizar el suministro continuo, así como la construcción de plantas reasificadoras, o la construcción del SITGAS, u otros proyectos.</p>	<p>El sector ha implementado una combinación de estrategias técnicas, operativas y sociales, destacando el rediseño estructural en zonas de riesgo, el uso de tecnologías avanzadas de monitoreo y detección temprana, planes de mantenimiento e inspección predictiva, protocolos de contingencia y coordinación con comunidades.</p>	<p>Las experiencias internacionales en resiliencia de sistemas de transporte por ductos muestran la importancia de adoptar una visión integral que combine infraestructura redundante, almacenamiento estratégico, tecnologías predictivas, normativas técnicas actualizadas y participación multisectorial. Para el Perú, estos aprendizajes sugieren la necesidad de avanzar hacia un sistema de transporte de GN más robusto, con capacidad de respuesta anticipada, mayor descentralización operativa y un enfoque preventivo en la gestión del riesgo, especialmente considerando la alta dependencia energética del ducto de Camisea.</p>	<p>La coordinación entre entidades de gobierno, empresas operadoras y otros actores para garantizar la seguridad del suministro se basa en un esquema de gobernanza energética compartida, que combina funciones de regulación, supervisión, operación técnica, planificación y respuesta ante emergencias. Esta articulación es clave para preservar la continuidad del servicio frente a riesgos operativos o desastres naturales.</p>	<p>El principal desafío de la matriz energética peruana radica en su alta dependencia del gas natural transportado por ductos desde Camisea, lo que expone al país a riesgos considerables frente a interrupciones por causas naturales, técnicas o sociales. Esta situación exige una respuesta estratégica orientada a diversificar la matriz energética, desarrollar infraestructura de respaldo, fortalecer la gobernanza territorial y modernizar la gestión del riesgo. Solo así se podrá garantizar un suministro seguro, sostenible y resiliente para el futuro energético del Perú.</p>	<p>Para mejorar la resiliencia de la infraestructura de transporte de GN y LGN frente a interrupciones causadas por eventos naturales, el Perú debe adoptar una estrategia integral que combine reforzamiento físico de tramos críticos, tecnologías de monitoreo y alerta temprana, desarrollo de infraestructura de respaldo, y mantenimiento proactivo. Estas medidas permitirían reducir significativamente la vulnerabilidad del sistema, garantizar la continuidad del suministro energético en situaciones de emergencia y fortalecer la seguridad energética nacional a mediano y largo plazo.</p>
-----------------------	--------------------------------	-----	---------	----	--	---	---	---	--	--	---	--	--	--

Anexo 5: Entrevistas a expertos – Análisis de sentimiento

Experto	Sentimiento Predominante	Perspectiva Destacada
1	● Crítico/negativo	Falta de estrategia y financiamiento; alta vulnerabilidad estructural.
2	● Preocupación técnica	Riesgo futuro por crecimiento de demanda y falta de capacidad.
3	● Positivo estructurado	Reconoce avances; plantea mejoras sistémicas y tecnológicas.
4	● Negativo/escéptico	Percibe descoordinación institucional y falta de liderazgo estatal.
5	● Positivo propositivo	Propone soluciones integrales con visión estratégica y urgente.

Tendencias comunes detectadas

- Consenso sobre la alta dependencia del ducto Camisea–Lima y los riesgos asociados.
- Preocupación generalizada por la falta de infraestructura de respaldo y almacenamiento.
- Valoración positiva de avances técnicos, pero señalamiento de una débil gobernanza multisectorial.
- Necesidad urgente de diversificar fuentes y rutas de transporte de GN y LGN.
- División clara entre enfoques propositivos y visiones escépticas o críticas del marco actual.

Recomendaciones derivadas

- Diseñar una estrategia nacional de resiliencia energética, articulada entre gobierno, empresas y reguladores.
- Construir infraestructura crítica de respaldo, como terminales de regasificación y almacenamiento estratégico.
- Fomentar la redundancia del sistema, mediante un segundo ducto o nodos alternativos de distribución.

- Fortalecer la gobernanza territorial energética, con protocolos claros y simulacros nacionales.
- Promover una narrativa técnica transparente, para alinear percepción y acción en todos los niveles.

Anexo 6: Flujo de caja y tarifas requeridas para lograr viabilidad financiera a 20 años con 12% de descuento

Escenario 1.1																								
Año	Actualizado	2026	2027	2028	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20
Exponente		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualización		1.254	1.120	1.000	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322	0.287	0.257	0.229	0.205	0.183	0.163	0.146	0.130	0.116	0.104
Demanda (MMPCD)		0	0	0	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800	800
Demanda (BCM)					8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272	8.272
Demanda (MMBTU)	769.03	0.0	0.0	0.0	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1	282.1
Ingresos (MMUSD)																								
Ingresos Anual	497.39	0	0	0	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59	66.59
CAPEX (MMUSD)																								
Vaporizadores ORV (2×150 t/h)	119.17	95.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCV (1 unidad de respaldo)	35.12	28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Adecuación de muelle y brazos criogénicos	31.36	25.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombas criogénicas adicionales	12.54	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistemas auxiliares y control	22.58	18.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema de compresión (95–123 barg)	100.35	80.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Obras civiles y contingencias	55.19	44.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total CAPEX (MMUSD)	376.32	300.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OPEX																								
Consumo eléctrico	1.95	0	0	0	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00	0.49	0.00
Bombeo Criogénico	2.73	0	0	0	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00	0.69	0.00
Agua de mar	0.59	0	0	0	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00	0.15	0.00
Tratamiento de agua	0.78	0	0	0	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00	0.20	0.00
Personal Operativo y otros	1.76	0	0	0	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00	0.44	0.00
Total OPEX (MMUSD)	7.80	0.00	0.00	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00	1.98	0.00
Resultados Anuales																								
Utilidad Bruta		300.00	0.00	0.00	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59	64.61	66.59
Depreciación (20 años)	112.04	0	0	0	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00	15.00
Utilidad antes de impuesto		300.00	0.00	0.00	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59	49.61	51.59
Impuesto a la renta	113.26	0	0	0	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48	14.88	15.48
Utilidad después de Impuestos		300.00	0.00	0.00	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11	49.73	51.11
Actualizado		376.32	0.00	0.00	44.40	40.75	35.40	32.48	28.22	25.90	22.49	20.64	17.93	16.46	14.30	13.12	11.40	10.46	9.09	8.34	7.24	6.65	5.77	5.30
VAN	0.0																							
TIR	12%																							
Tarifa (USD/MMBTU)	0.65																							

Escenario 1.2				Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Año	Actualizado	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Exponente		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualización		1.254	1.120	1.000	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322	0.287	0.257	0.229	0.205	0.183	0.163	0.146	0.130	0.116	0.104
Demanda (MMPCD)		0	0	0	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250	250
Demanda (BCM)					2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585	2.585
Demanda (MMBTU)	240.32	0.0	0.0	0.0	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1	88.1
Ingresos (MMUSD)																								
Ingresos Anual	317.75	0	0	0	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54	42.54
CAPEX (MMUSD)																								
Vaporizadores ORV (2x150 t/h)	60.21	48.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCV (1 unidad de respaldo)	35.12	28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Adecuación de muelle y brazos criogénicos	31.36	25.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombas criogénicas adicionales	6.27	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistemas auxiliares y control	17.56	14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema de compresión (95–123 barg)	50.18	40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Obras civiles y contingencias	37.63	30.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total CAPEX (MMUSD)	238.34	190.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OPEX																								
Consumo eléctrico	2.01	0	0	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0	0.51	0
Bombeo Criogénico	2.74	0	0	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0	0.70	0
Agua de mar	0.55	0	0	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0
Tratamiento de agua	0.73	0	0	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0	0.19	0
Personal Operativo y otros	1.65	0	0	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0	0.42	0
Total OPEX (MMUSD)	7.68	0.00	0.00	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00	1.95	0.00
Resultados Anuales																								
Utilidad Bruta		190.00	0.00	0.00	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54	40.59	42.54
Depreciación (20 años)	70.96	0	0	0	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50	9.50
Utilidad antes de impuesto		190.00	0.00	0.00	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04	31.09	33.04
Impuesto a la renta	71.73	0	0	0	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91	9.33	9.91
Utilidad después de Impuestos		190.00	0.00	0.00	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63	31.27	32.63
Actualizado		238.34	0.00	0.00	27.92	26.01	22.25	20.74	17.74	16.53	14.14	13.18	11.27	10.51	8.99	8.37	7.17	6.68	5.71	5.32	4.55	4.24	3.63	3.38
VAN	0.0																							
TIR	12%																							

Escenario 1.3				Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8	Año 9	Año 10	Año 11	Año 12	Año 13	Año 14	Año 15	Año 16	Año 17	Año 18	Año 19	Año 20	
Año	Actualizado	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045	2046	2047	2048
Exponente		-2	-1	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Factor de actualización		1.254	1.120	1.000	0.893	0.797	0.712	0.636	0.567	0.507	0.452	0.404	0.361	0.322	0.287	0.257	0.229	0.205	0.183	0.163	0.146	0.130	0.116	0.104
Demanda (MMPCD)		0	0	0	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120	120
Demanda (BCM)					1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241	1.241
Demanda (MMBTU)	115.36	0.0	0.0	0.0	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3	42.3
Ingresos (MMUSD)																								
Ingresos Anual	203.95	0	0	0	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31	27.31
CAPEX (MMUSD)																								
Vaporizadores ORV (2x150 t/h)	60.21	48.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
SCV (1 unidad de respaldo)	35.12	28.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Adecuación de muelle y brazos criogénicos	17.56	14.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Bombas criogénicas adicionales	6.27	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistemas auxiliares y control	6.27	5.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Sistema de compresión (95-123 barg)	12.54	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Obras civiles y contingencias	12.54	10.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Total CAPEX (MMUSD)	150.53	120.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
OPEX																								
Consumo eléctrico	2.17	0	0	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0	0.55	0
Bombeo Criogénico	3.07	0	0	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0	0.78	0
Agua de mar	0.54	0	0	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0	0.14	0
Tratamiento de agua	0.72	0	0	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0	0.18	0
Personal Operativo y otros	1.62	0	0	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0	0.41	0
Total OPEX (MMUSD)	8.12	0.00	0.00	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00	2.06	0.00
Resultados Anuales																								
Utilidad Bruta		120.00	0.00	0.00	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31	25.25	27.31
Depreciación (20 años)	44.82	0	0	0	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00	6.00
Utilidad antes de impuesto		120.00	0.00	0.00	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31	19.25	21.31
Impuesto a la renta	45.30	0	0	0	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39	5.77	6.39
Utilidad después de Impuestos		120.00	0.00	0.00	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91	19.47	20.91
Actualizado		150.53	0.00	0.00	17.39	16.67	13.86	13.29	11.05	10.60	8.81	8.45	7.02	6.73	5.60	5.37	4.46	4.28	3.56	3.41	2.84	2.72	2.26	2.17
VAN	0.0																							
TIR	12%																							
Tarifa (USD/MMBTU)	1.77																							

Fuente: Modelo financiero elaborado por los autores para este estudio. Incluye flujo de caja actualizado, supuestos técnicos de operación y proyección de ingresos con base en estructura de pagos por disponibilidad