



Technical-Economic Assessment of an LPG Pipeline: An Analytical Approach to Strengthening Energy Security in Perú

Abelardo Contreras, Ing.¹; Joseph J. Sinchitullo Gómez²; Ronaldo R. Castillejo Mendez³;

 Yanet G. Condori Inga⁴

^{1,4}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, jsinchitullog@uni.pe, ronaldo.castillejo.m@uni.pe,
yanet.condori.i@uni.pe

Abstract– This study evaluates the technical and economic feasibility of a pipeline for LPG transportation between Pisco and Ventanilla, Peru. In the context of increasing dependence on LPG imports, the decline in domestic production of natural gas liquids, and logistical disruptions caused by anomalous ocean waves, the pipeline emerges as a strategic solution to strengthen the country's energy security. The analysis considers investment (CAPEX) and operational (OPEX) costs under different scenarios, aligned with local and international regulations. The results show that, although the pipeline's total average cost exceeds that of maritime transport, its implementation mitigates critical vulnerabilities in the supply chain, ensuring continuity. The sensitivity analysis highlights optimization opportunities that could reduce costs by up to 2.6 USD/Bbl, improving the project's competitiveness. Beyond its practical applicability, this research provides a valuable theoretical foundation for future pipeline projects related to energy security. This study proposes strategies to ensure the pipeline's feasibility, including the incorporation of state financial mechanisms and the development of partial segments to serve strategic areas in key energy nodes.

Keywords - LPG, pipelines, energy security, hydrocarbon transport.

Evaluación Técnico-Económica de un Ducto de GLP: Un Enfoque Analítico para el Fortalecimiento de la Seguridad Energética en Perú

Abelardo Contreras, Ing.¹; Joseph J. Sinchitullo Gómez²; Ronaldo R. Castillejo Mendez³;

Yanet G. Condori Inga⁴

^{1,4}Universidad Nacional de Ingeniería, Perú, acontrerasp@uni.edu.pe, jsinchitulllog@uni.pe, ronaldo.castillejo.m@uni.pe, yanet.condori.i@uni.pe

Resumen– El presente estudio evalúa la viabilidad técnica y económica de un ducto para el transporte de GLP entre Pisco y Ventanilla, Perú. En el contexto de una creciente dependencia de las importaciones de GLP, la disminución de la producción nacional de líquidos de gas natural y las interrupciones logísticas causadas por oleajes anómalos, el ducto se presenta como una solución estratégica para fortalecer la seguridad energética del país. El análisis considera costos de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX) bajo diferentes escenarios, ajustados a normativas locales e internacionales. Los resultados muestran que, aunque el costo medio total del ducto supera al transporte marítimo, su implementación reduce vulnerabilidades críticas en la cadena de suministro, asegurando su continuidad. El análisis de sensibilidad destaca oportunidades de optimización que podrían reducir los costos en hasta 2.6 USD/Bbl, mejorando la competitividad del proyecto. Más allá de su aplicabilidad práctica, esta investigación aporta una base teórica útil para futuros proyectos de ductos asociados a seguridad energética. Este trabajo propone estrategias para la viabilidad del ducto, incluyendo la incorporación de mecanismos financieros estatales y el desarrollo de tramos parciales para atender zonas estratégicas en nodos energéticos relevantes.

Palabras clave– GLP, ductos, seguridad energética, transporte de hidrocarburos.

I. INTRODUCCIÓN

En la actualidad, el Gas Licuado de Petróleo (GLP) se posiciona como un energético clave a nivel global gracias a su alta eficiencia calórica, bajo impacto ambiental y versatilidad en aplicaciones residenciales, industriales y vehiculares [1]. Con un consumo mundial superior a 200 millones de toneladas anuales, este energético es esencial en regiones como Norteamérica, Asia-Pacífico y Europa, donde se concentra la mayor parte de su producción y consumo [2].

Esta tendencia global también se refleja en Sudamérica, donde el GLP desempeña un papel importante en la matriz energética, destacándose en países como Perú, Chile, Colombia y Bolivia, donde se utiliza ampliamente en sectores residenciales y comerciales, así como en aplicaciones industriales [3].

Dentro de Sudamérica, el caso del Perú es especialmente relevante, ya que el GLP es el segundo energético más consumido, representando cerca del 25% de la demanda total de combustibles [4]. Cerca del 90% del GLP producido en el país proviene de los líquidos de gas natural (LGN) extraídos del

yacimiento de Camisea operado por la empresa Pluspetrol, cuya producción se ha encontrado disminuyendo desde 2015 debido al agotamiento progresivo de las reservas [5].

Sin embargo, la producción nacional de GLP, que alcanza solo 40 MBPD (Miles de Barriles por Día), es insuficiente para cubrir la demanda promedio actual de 70 MBPD (Fig. 1). Esta brecha ha incrementado la dependencia de importaciones provenientes de países como Estados Unidos y México, lo que pone en riesgo la seguridad energética del país ante posibles contingencias en el suministro internacional.

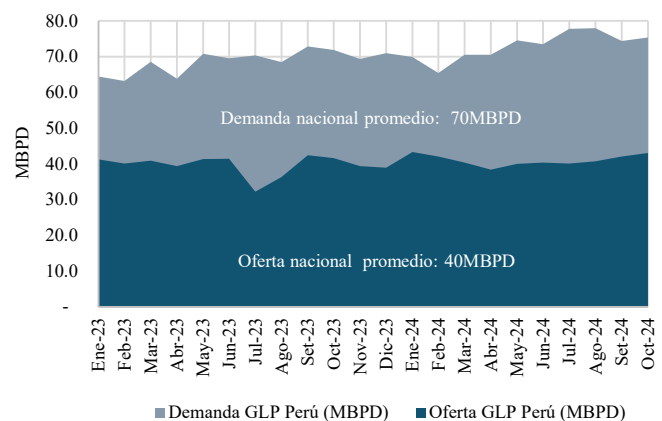


Fig. 1 Demanda vs Oferta GLP - Nivel Nacional - 2023-2024

Además, la capacidad de almacenamiento nacional presenta limitaciones respecto a la autonomía de 15 días exigida por el Decreto Supremo N° 045-2010-EM, ya que el sector aún no ha logrado cumplir plenamente con este estándar. Esta situación se agrava durante eventos de oleajes anómalos, que impiden la descarga de buques y reducen los inventarios de GLP a niveles críticos que apenas cubren entre 4 y 6 días, lo que pone en riesgo la continuidad del suministro [6][7].

En respuesta a esta problemática, la presente publicación propone la evaluación técnica y económica de un ducto de GLP entre Pisco y Ventanilla, puntos estratégicos ubicados en la costa Sur y Norte del Perú, respectivamente. Este ducto se posiciona como una pieza clave para diversificar las alternativas de transporte y optimizar la logística del suministro al disminuir la dependencia del transporte marítimo, lo que

mitigaría los riesgos asociados a eventos disruptivos como los oleajes anómalos.

La investigación abarca el análisis técnico del trazado del ducto, la evaluación de costos operativos (OPEX) y de inversión (CAPEX), y el cumplimiento de normativas regulatorias. También se consideran las características geográficas y climáticas que podrían influir en el diseño y la operación del ducto, con el fin de asegurar su viabilidad técnica y económica en el contexto peruano.

Es importante mencionar que, entre el 2010 y 2015, ProInversión [13] promovió la concesión del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de un sistema de transporte de GLP desde Pisco al sur de Lima por un monto aproximado de 200 millones de dólares y cuyo concurso fue cancelado en 2018, no obstante, la problemática persiste y con mayor complejidad, evidenciando la necesidad de explorar soluciones que se adapten al contexto actual.

En este contexto, esta publicación no solo busca resolver un problema práctico, sino también contribuir al fortalecimiento de una base teórica y metodológica ofreciendo una referencia útil para futuros proyectos similares.

II. METODOLOGÍA

A. Ducto de GLP: definición de oferta y demanda

Oferta

La definición de la oferta de GLP en el Perú es un paso fundamental para determinar la capacidad requerida del ducto Pisco–Ventanilla. Esta se basa en definir las fuentes de producción, los puntos de abastecimiento clave y las zonas de influencia que se beneficiarán con esta infraestructura. Para tal fin, siendo el Perú un país dividido en 24 departamentos y una provincia constitucional (Callao), se agrupa para este análisis en tres zonas principales: Norte, Centro y Sur. Estas zonas, como se detalla en la Tabla I, permiten estructurar la oferta de GLP con base en los centros de producción y puntos de importación, que incluyen refinerías, plantas de fraccionamiento y terminales portuarias.

TABLA I
ZONAS, DEPARTAMENTOS Y ABASTECIMIENTO DE GLP

Zona	Departamentos	Abastecimiento
Norte	Tumbes, Piura, Lambayeque, Cajamarca, San Martín, Loreto, La Libertad, Amazonas	Refinería Talara, PGP, Unna Energía
Centro	Ancash, Huánuco, Pasco, Ucayali, Junín, Lima, La Libertad	Refinería La Pampilla, Planta de Aguaytía
Sur	Ica, Huancavelica, Ayacucho, Cusco, Arequipa, Moquegua, Tacna, Puno, Apurímac, Madre de Dios	Pluspetrol Pisco

Con base en la información proporcionada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM) [4], la Tabla II cuantifica la oferta actual de GLP por zonas al cierre de octubre 2024.

TABLA II
OFERTA DE GLP POR ZONAS

Oferta	MBPD
Zona Norte	5.09
Zona Centro	1.93
Zona Sur	35.98
Total	43

Con esta información se evidencia que la Zona Sur, con 35.98 MBPD, concentra la mayor parte de la producción nacional. La Zona Norte y la Zona Centro tienen una oferta significativamente menor. Esta información permite analizar la capacidad actual de abastecimiento en cada zona y proyectar la demanda específica que deberá ser cubierta por el ducto Pisco–Ventanilla.

Demanda

Para definir la demanda del ducto de GLP, es necesario realizar un análisis integral que contemple su evolución histórica y actual. La Fig. 2 muestra con datos del SCOP (Sistema de Control de Órdenes de Pedido), cómo la demanda nacional ha crecido de manera sostenida durante el periodo 2021-2024 [8], este análisis incluye el consumo de Plantas Envasadoras, Estaciones de Servicio y Consumidores Directos y/o Distribuidores a Granel. Este periodo destaca por un incremento continuo, alcanzando picos cercanos a los 80 MBPD hacia el segundo semestre de 2024, lo que subraya la creciente importancia del GLP en la matriz energética del país.

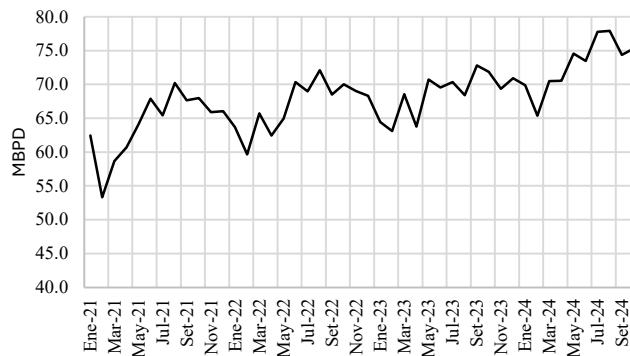


Fig. 2 Demanda Total de GLP en Perú – 2021-2024

Al cierre de octubre de 2024, la demanda del departamento de Lima, incluyendo la Provincia Constitucional del Callao, se estima en 35 MBPD, representando el 46% de la demanda nacional. Esto posiciona a Lima como el principal centro de consumo de GLP en el Perú.

Para comprender la demanda cubierta por el ducto, es crucial analizar la logística actual del GLP, centrada en dos puntos principales: la Planta de Producción de GLP de Pluspetrol (Pisco) y los almacenes ubicados en Ventanilla (Callao). Estos puntos son estratégicos para la distribución hacia los distritos de Lima y los departamentos conectados geográficamente como se observa en la Fig. 3.



Fig. 3 Logística del GLP en Zona Centro-Sur

En este contexto, la cobertura del ducto incluirá los departamentos de Ancash, Junín y el 50% de La Libertad (el resto será abastecido desde la Zona Norte). Además, Lima se segmentará en Lima Norte y Lima Sur, debido a las dificultades logísticas para abastecer directamente al sur desde Ventanilla. Para resolver esto, se propone una estación intermedia en La Tiza, ubicada a 220 km al norte de Pisco, que facilitará la atención de los mercados del sur.

Basándose en este análisis, y con la información del SCOP, la demanda total por zonas de Lima al cierre de octubre de 2024 se detalla en la Tabla III.

TABLA III
DEMANDA EN LIMA POR ZONAS

Demanda en Lima	MBPD
Lima Norte	23.3
Lima Sur	11.5
Total	34.8

Para estimar la demanda total de GLP del proyecto, se consideran los consumos históricos de los departamentos de Ancash, Junín y La Libertad, junto con la segmentación en Lima Norte y Lima Sur (Fig. 4).

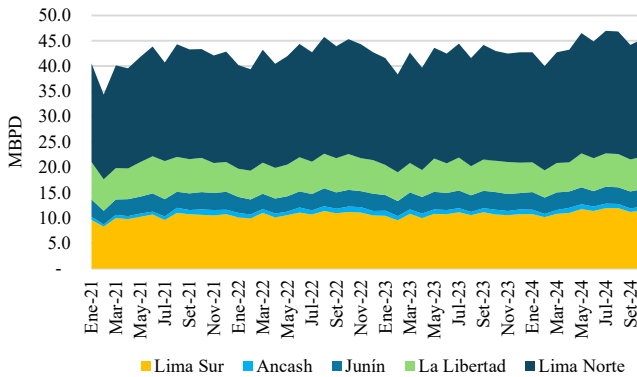


Fig. 4 Distribución de demanda GLP por departamento y segmentación

Basados en datos al cierre de octubre de 2024 la distribución de la demanda se resume en la Tabla IV.

TABLA IV
DEMANDA DE GLP DEL DUCTO POR DEPARTAMENTOS (MBPD)

Departamento/Segmento	2024
Lima Norte	23.3
Ancash	0.7
Junín	3.5
La Libertad	6.4
Lima Sur	11.5
Total MBPD	45.4

En función de la cobertura planificada, la demanda se agrupa en dos categorías principales: Demanda Norte (incluyendo Lima Norte, Ancash, Junín y La Libertad) y Demanda Sur (Lima Sur), tal como se presenta en la Tabla V.

TABLA V
DEMANDA DE GLP - REAGRUPADA

Demanda Total	MBPD
Norte	33.9
Sur	11.5
Total	45.4

Finalmente, la demanda será cubierta por la oferta del ducto desde Pisco y parcialmente por la Refinería La Pampilla (1.9 MBPD). La demanda potencial a ser cubierta exclusivamente por el ducto se detalla en la Tabla VI.

TABLA VI
DEMANDA POTENCIAL DE GLP DEL DUCTO

Demanda Potencial	MBPD
Norte	32
Sur	11.5
Total	43.5

Este análisis establece las bases para dimensionar la capacidad inicial del ducto, asegurando un suministro eficiente y sostenible para las zonas de influencia. En la siguiente sección, se abordará la proyección de esta capacidad a lo largo del tiempo de vida del proyecto.

Proyección de la Demanda

A partir de la demanda potencial del ducto, se pueden considerar diversos escenarios de crecimiento de la demanda, analizados con base en el comportamiento observado durante los últimos tres años. En este periodo, se verificó un crecimiento anual promedio que oscila entre el 3% y el 4%. (Fig. 5). Sin embargo, para esta investigación, se ha adoptado un crecimiento más conservador del 2%, considerando las próximas limitaciones asociadas a la disminución en la producción de LGN [5] y la implementación de una política

nacional de masificación del gas natural [10], que podría reducir el uso de GLP en ciertos sectores de consumo.

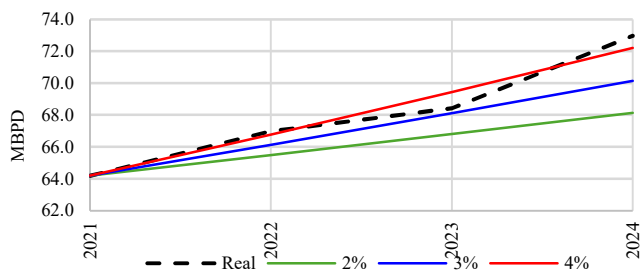


Fig. 5: Comportamiento promedio de la demanda de GLP 2021-2023 y ratios de crecimiento

Con base en esta proyección, se plantea un horizonte de veinte (20) años, considerando que la demanda potencial del ducto puede variar dependiendo de diversos factores logísticos y del mercado. Para ello, se han desarrollado sub-escenarios que representan diferentes grados de captura de la demanda de GLP por parte del ducto. Estos sub-escenarios son:

- Sub-escenario A: El ducto abastecerá el 100% de la demanda potencial.
- Sub-escenario B: El ducto abastecerá el 80% de la demanda potencial.
- Sub-escenario C: El ducto abastecerá el 70% de la demanda potencial.
- Sub-escenario D: El ducto abastecerá el 60% de la demanda potencial.
- Sub-escenario E: El ducto abastecerá el 50% de la demanda potencial.

La Fig. 6 esquematiza el escenario de crecimiento previsto con un 2% anual en base a los sub-escenarios mencionados. Este análisis es clave para entender la sensibilidad de la demanda sobre el costo medio de transporte del GLP vía ducto. La información derivada de este estudio servirá como premisa para el diseño del ducto Pisco–Ventanilla que se presentará en la sección siguiente.

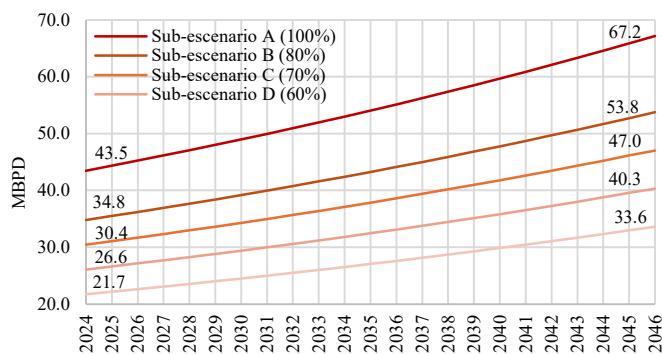


Fig. 6: Demanda potencial del ducto de GLP: Sub-escenarios en base a R=2% en un horizonte de 20 años (2024-2032)

B. Premisas de diseño del ducto de GLP

Caracterización del GLP

La caracterización del GLP es fundamental para evaluar su comportamiento en un ducto, así como para dimensionar la capacidad del sistema y los requerimientos energéticos de las estaciones de bombeo. De acuerdo con Mohitpour et al. [1], el Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una mezcla de hidrocarburos ligeros, compuesta principalmente por propano (C₃H₈) y butano (C₄H₁₀). En condiciones normales de temperatura y presión (1atm y 20°C), se encuentra en estado gaseoso, pero puede mantenerse en estado líquido mediante un aumento de presión o una reducción de temperatura.

Para este estudio se consideró la composición de propano y butano producida en la planta de fraccionamiento de Pluspetrol en Pisco [11]. No obstante, para su transporte por ducto, la proporción de GLP será de 70% de propano y 30% de butano, en línea con la uniformidad del producto comercial [12]. Utilizando esta proporción como base, se emplearon herramientas avanzadas de simulación de procesos, como Aspen HYSYS, para determinar las propiedades fisicoquímicas del GLP y obtener las condiciones óptimas de transporte en fase líquida (Fig. 7).

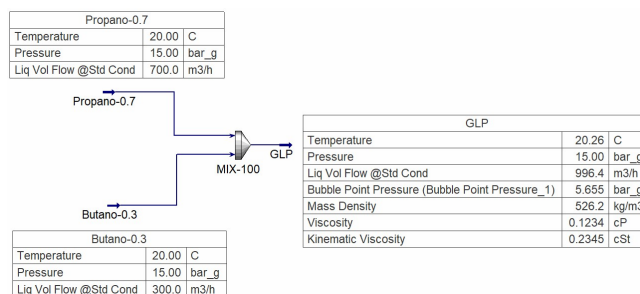


Fig. 7: GLP - Modelo de simulación en Hysys C₃/C₄ = 70/30

La composición y las propiedades del GLP, calculadas a partir de la proporción 70/30, se resumen en las Tablas VII y VIII, respectivamente. Estas características constituyen la base para analizar el comportamiento hidráulico y termodinámico del GLP en el ducto, optimizando el diseño y calculando los requerimientos energéticos necesarios en las estaciones de bombeo bajo los diferentes escenarios de demanda proyectados.

TABLA VII
COMPOSICIÓN DEL GLP A SER TRANSPORTADO

Componente	%Molar
Etano	0.31
Propano	66.87
Isobutano	10.55
n-butano	21.97
neopentano	0.27
Isopentano	0.03

TABLA VIII
PROPIEDADES FISICOQUIMICAS DEL GLP

Descripción	Valor	Unidades
Ecuación de estado	PR	-
Densidad (@ 20°C y 15 Bar)	526	kg/m ³
Visc. dinámica (@ 20°C y 15 Bar)	0.123	cPo
Visc. cinemática (@ 20°C y 15 Bar)	0.235	cS
Presión de vapor (PV) (@ 20°C)	6	Bar

Las propiedades del GLP fueron calculadas en Aspen HYSYS utilizando el modelo Peng-Robinson, debido a su precisión para predecir el comportamiento de fases en mezclas de propano y butano. La presión mínima de operación fue definida en 15 bar para asegurar un margen respecto al punto de burbuja y mantener la fase líquida a lo largo del ducto, especialmente en zonas de mayor elevación o pérdida de carga.

Trazado del ducto

El trazado del ducto de GLP se basó en los criterios de ProInversión [13], iniciando en la Planta de Pluspetrol en Pisco cruzando el desierto de Ica por Playa Lobería, siguiendo la ruta del ducto de LGN de Camisea hasta Humay. Luego, continúa por la ruta del gasoducto de TGP, atravesando Chinchá y Cañete hasta La Tiza, y finalmente sigue el derecho de vía de la Red de Distribución de gas natural hasta Ventanilla, totalizando una extensión de 316 km.

El trazado preliminar identificó cruces especiales que incluyen 10 ríos, 79 quebradas, 26 autopistas y 90 caminos. Estos elementos se considerarán en la etapa de CAPEX, ya que requerirán inversiones específicas para las adecuaciones necesarias durante la construcción del ducto en dichos puntos críticos.

Caracterización del ducto

Una vez definido el trazado, la selección de las tuberías sigue los lineamientos establecidos por los estándares ASME B31.4: Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries y API 5L: Specification for Line Pipe. Para determinar las dimensiones del ducto, se consideran las condiciones operativas mínimas y máximas previamente definidas, tal como se detalla en la Tabla IX. Los diámetros y espesores de las tuberías se calculan aplicando la fórmula de Barlow [14], tomando como referencia los valores comerciales indicados en el estándar API 5L.

TABLA IX
CONDICIONES DE BORDE PARA EL DUCTO DE GLP

Descripción	Valor	Unidades
Mín. presión operativa (PV+3Barg)	9	Bar
Máx. presión operativa (#600)	102.1	Bar
Máx. temperatura operativa	35	°C
Temperatura ambiente	25	°C
Coefficiente de transferencia de calor	1.1352	W/m ² .K
Rugosidad	0.025	mm

Longitud Tramo 1	226	Km
Longitud Tramo 2	90	Km
Cota mínima	65.1	Msnm
Cota máxima	662.8	msnm
Esbeltez (D/e)	Menor a 50	-
Tensión mínima de fluencia (S)	70000	psi
Factor de seguridad (F)	0.72	-
Factor de junta (E)	1	-

Adicionalmente, la longitud total del ducto y la variabilidad de la altimetría a lo largo del trazado se incorporan para construir un modelo hidráulico coherente, representado en la Fig. 8. Este análisis asegura un diseño preciso que considera las condiciones geográficas y operativas del ducto.

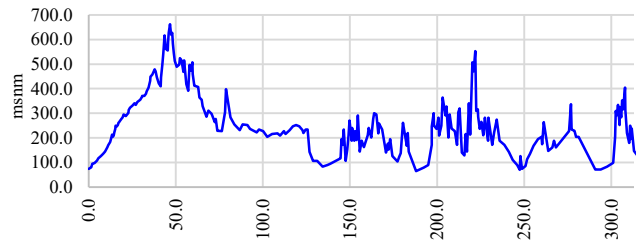


Fig. 8: Altimetría del ducto de GLP Pisco-Ventanilla

Para alcanzar las capacidades requeridas, se contempla la instalación de una estación de bombeo en Pisco y una estación intermedia en La Tiza. Estas estaciones deberán contar con potencias instaladas suficientes para garantizar el transporte de los volúmenes necesarios hacia los mercados de la Zona Norte y la Zona Sur, como se ilustra en la Fig. 9. La elección de estas ubicaciones consideró criterios hidráulicos y logísticos: la estación de Pisco como punto de origen del fluido, y La Tiza como punto intermedio estratégico por su altitud moderada, accesibilidad operativa y proximidad a nodos de consumo. El diseño busca un equilibrio entre el CAPEX requerido y la eficiencia energética del sistema.

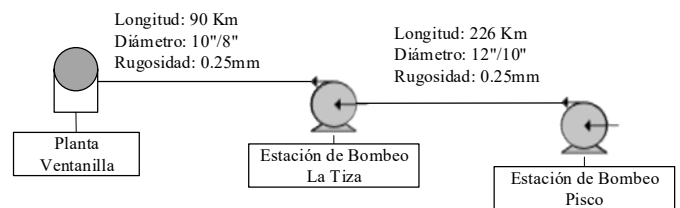


Fig. 9: Configuración del ducto de GLP Pisco-Ventanilla

Todas estas características estarán representadas en un modelo de simulación desarrollado en el software Pipeline Studio (Fig. 10), el cual integra las ecuaciones de cantidad de movimiento, balance de energía y modelamiento térmico. Este modelo permitirá configurar diferentes escenarios operativos, reflejando su impacto en el CAPEX según los parámetros del ducto y la energía requerida en las estaciones de bombeo.

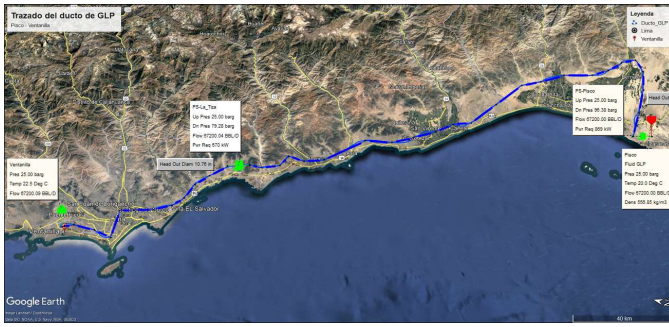


Fig. 10: Modelo hidráulico en Pipeline Studio del ducto de GLP Pisco-Ventanilla

El modelo hidráulico fue complementado con recomendaciones del software Pipeline Studio, que permitió validar las configuraciones propuestas en cuanto a presiones, longitudes óptimas y distribución de bombeo en los escenarios evaluados.

Almacenamiento

Para garantizar el almacenamiento y despacho adecuados, se han definido dos plantas estratégicas ubicadas en La Tiza y Ventanilla, que cumplirán con el Decreto Supremo N.º 045-2010-EM [6], el cual establece un stock mínimo equivalente a 15 días de ventas para asegurar la continuidad del suministro en situaciones de contingencia. Como se mencionó en apartados anteriores, el oleaje anómalo representa un desafío crítico para el almacenamiento, ya que disminuye drásticamente la autonomía de las operaciones. Durante los años 2023 y 2024, se registraron en promedio 3 a 4 días de oleaje anómalo [15].

En función de los volúmenes de almacenamiento proyectados, se utilizarán tanques esféricos con capacidades que oscilan entre 30,000 y 60,000 barriles. Para volúmenes menores, se emplearán recipientes tipo bullet, diseñados para almacenar entre 500 y 2,000 barriles (Fig. 11). El diseño de ambos tipos de tanques sigue la norma ASME Sección VIII, División 1, que regula la construcción de recipientes a presión.



Fig. 11: Esferas y bullets para el almacenamiento de GLP

Para este proyecto, la capacidad de almacenamiento será ajustada progresivamente en función del plan de incremento de la demanda del ducto de GLP. Este plan contempla un crecimiento anual del 2%, así como diversos sub-escenarios de demanda previstos. En consecuencia, el requerimiento técnico

de recipientes de almacenamiento se adaptará a estos escenarios.

C. CAPEX (Inversiones de capital) y OPEX (Gastos operativos)

Los costos de CAPEX y OPEX estarán basados en estimaciones de ingeniería conceptual clase V, según lo definido por AACE International [16]. Este nivel de estimación, utilizado en etapas tempranas de proyectos, tiene un rango de precisión de -20% a +30%, proporcionando una base adecuada para el análisis preliminar de costos.

D. Premisas para la estimación de CAPEX

Las premisas para la estimación de CAPEX consideran los costos asociados a los principales activos del proyecto, como el ducto de GLP, estaciones de bombeo, y almacenamiento y despacho.

Costo del ducto de GLP

Para estimar el costo del ducto, se recurrió a referencias técnicas internacionales, como el *Pipeline Rules of Thumb Handbook* [17], que establece que los costos actuales promedio para ductos terrestres oscilan entre 150,000 \$/in-milla y 200,000 \$/in-milla, dependiendo del diámetro, la topografía, y las condiciones del mercado. Además, considerando información actualizada de proyectos recientes, como el Gasoducto Extensión Sur de TGP [18], se determinó que el costo promedio en el contexto peruano alcanza aproximadamente 155,000 \$/in-milla.

Para el presente proyecto del ducto de GLP, cuyos diámetros estarán entre 12 pulgadas y 8 pulgadas, se realizó una conversión a costos por metro. Esto resultó en valores referenciales de 90 \$/in-m para el tramo Pisco-La Tiza y 105 \$/in-m para el tramo La Tiza-Ventanilla. Estos valores incluyen tanto el costo de la tubería como su instalación, considerando la topografía del recorrido y las características particulares del proyecto.

Asimismo, en el relevamiento del trazado se identificaron cruces especiales, cuyos costos se consideran en la estimación. Estos incluyen desde 10,000 \$ para cruces de caminos hasta 750,000 \$ para cruces de ríos.

Costo de estaciones de bombeo

Para la evaluación de costos de estaciones de bombeo, el *Pipeline Rules of Thumb Handbook* proporciona referencias sobre los gastos asociados a este tipo de instalaciones. Según el manual, los costos en \$/kW para estaciones de bombeo pueden asociarse a los estimados para estaciones de compresión, variando según la capacidad instalada, la complejidad del sistema y la ubicación. En este contexto, se estima que los costos de estaciones de bombeo oscilan entre \$2,500 y \$3,500

por kW instalado. Considerando las condiciones actuales en Perú, se adopta un costo referencial de \$3,000 por kW para el diseño de las estaciones de bombeo. Adicionalmente, los costos relacionados con la construcción de las estaciones, que incluyen infraestructura, equipos auxiliares y adecuaciones específicas, se calculan en \$3,000,000 por estación.

Costo de almacenamiento y despacho

El almacenamiento de GLP para este proyecto se realizará en tanques esféricos. Según las referencias internacionales ajustadas al contexto peruano, incluyendo costos FOB, transporte, aranceles, impuestos y costos de instalación, el costo promedio para tanques esféricos se estima en un rango de \$250 a \$300 por barril de capacidad [19]. Para este estudio, se adopta un valor referencial de \$300 por barril.

Adicionalmente, las instalaciones de despacho, que incluyen sistemas de carga y descarga necesarios para garantizar la operatividad del sistema, se calculan en \$80 por barril.

E. Premisas para la estimación de OPEX

Los costos anuales de operación y mantenimiento del ducto de GLP y de las estaciones de bombeo se estiman como el 5% del costo total de inversión. Adicionalmente, para la operación de las estaciones de bombeo, se considera un costo unitario de 0.14 USD/kWh para la energía requerida por las bombas, basado en el consumo energético esperado.

De manera similar, los costos anuales de operación y mantenimiento de las estaciones de almacenamiento y despacho en La Tiza y Ventanilla se estiman como el 5% del costo total de inversión para cada una de estas instalaciones.

Adicionalmente, se incluyen los costos financieros asociados al Linepack (GLP almacenado en el ducto para su operación), estimados a una tasa del 12% anual sobre su valor. Asimismo, se consideran las alícuotas regulatorias establecidas por OSINERGMIN, conforme al DS N.º 081-2007-EM.

F. Premisas para la estimación del flujo de caja

Para la estimación del flujo de caja del proyecto se considerarán los CAPEX totales y su distribución en valores presentes considerando una tasa de descuento del 12% [20], dado que algunas inversiones se realizarán antes y otras después del inicio de las operaciones. Estas inversiones iniciales incluyen la configuración de las estaciones de bombeo en Pisco y La Tiza, así como el almacenamiento necesario en La Tiza y Ventanilla. Las inversiones futuras, como la ampliación de las estaciones de bombeo y almacenamiento, se ejecutarán durante las operaciones, junto con los OPEX correspondientes.

Adicionalmente, el flujo de caja incluirá elementos estándar como la depreciación, el impuesto a la renta y otros costos financieros asociados. Para fines prácticos, se establecerán dos flujos de caja complementarios: uno que

considere la inversión del ducto junto con la Planta de La Tiza, y otro que contemple únicamente la Planta de Ventanilla. Sin embargo, el análisis final del costo medio total del proyecto incluirá ambas tarifas.

III. RESULTADOS

La presente sección resume los principales hallazgos del análisis técnico-económico del ducto Pisco–Ventanilla bajo cinco escenarios de demanda y distintos niveles de cobertura. Se presentan resultados de CAPEX, OPEX y tarifas resultantes, comparándolas con el costo del transporte marítimo, identificando los escenarios de mayor competitividad. Además, se cuantifican los beneficios logísticos asociados a la descentralización del despacho y la cobertura territorial.

A. Costos totales y actualizados

A continuación, se presentan los costos totales y actualizados del proyecto:

TABLA X
CAPEX TOTAL

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
Ducto	349.9	349.9	290.3	290.3	290.3
EEBB	15.5	11.0	15.0	11.8	9.5
Planta La Tiza	106.4	83.6	72.2	60.8	53.2
Planta Ventanilla	285.0	228.0	209.0	171.0	152.0
Total (MMS)	756.7	672.5	586.5	533.9	504.9

La Tabla X presenta el capital de inversión nominal para los cinco sub-escenarios del ducto, considerando las inversiones en ductos, estaciones de bombeo, la planta de almacenamiento y despacho en La Tiza, y la planta de almacenamiento en Ventanilla.

Sin embargo, para obtener indicadores económicos como el Valor Actual Neto (VAN) y la Tasa Interna de Retorno (TIR), el capital nominal fue ajustado utilizando una tasa de descuento del 12% anual. Este ajuste se realizó tanto para la inversión total en el ducto junto con la Planta de La Tiza, como para la inversión exclusiva en la Planta de Ventanilla, lo que se detalla en las Tablas XI y XII respectivamente.

TABLA XI
CAPEX ACTUALIZADO DEL DUCTO Y PLANTA LA TIZA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
Ducto	384.5	384.5	319.0	319.0	319.0
EEBB	12.7	9.5	12.3	10.1	8.4

Planta La Tiza	85.2	71.8	61.1	51.7	43.9
Total (MMS)	482.3	465.8	392.5	380.7	371.3

TABLA XII
CAPEX ACTUALIZADO EN PLANTA VENTANILLA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
Planta Ventanilla	241.5	189.2	169.0	145.9	123.6

Asimismo, los costos operativos, debido a su naturaleza recurrente, se consideran únicamente en términos actualizados, aplicando una tasa de descuento del 12% anual. Las Tablas XIII y XIV muestran estos valores desglosados para cada sub-escenario.

TABLA XIII
OPEX DEL DUCTO Y PLANTA LA TIZA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
General Ducto	130.7	130.7	108.4	108.4	108.4
General Estación de Bombeo	4.6	3.5	4.5	3.7	3.1
General Planta La Tiza	30.9	26.3	22.4	18.9	16.0
Variable	5.0	2.7	4.8	3.1	1.8
Linepack	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
Aporte Osinergmin	8.0	7.7	6.5	6.3	6.1
O&M Total MMS	182.3	174.0	149.7	143.5	138.6

TABLA XIV
OPEX DE LA PLANTA VENTANILLA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
General Planta Ventanilla	88.3	69.0	61.4	53.4	44.9

En base a los flujos de caja desarrollados, se determinó el costo medio del servicio de transporte de GLP vía ducto para cada sub-escenario. La Tabla XV y XVI detallan los valores obtenidos, junto con el volumen proyectado y el costo medio por barril transportado.

TABLA XV
COSTO MEDIO DEL SERVICIO – DUCTO Y PLANTA LA TIZA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
CAPEX	482.3	465.8	392.5	380.7	371.3
OPEX	182.3	174.0	149.7	143.5	138.6
Impuestos	130.9	129.0	107.8	104.0	101.7
Costo del servicio	795.5	768.8	649.9	628.2	611.6
Volumen	142.4	114.0	99.7	85.5	71.2
Costo medio \$/Bbl	5.6	6.7	6.5	7.4	8.6

TABLA XVI
COSTO MEDIO DEL SERVICIO – PLANTA VENTANILLA

Descripción	Escenario 1A	Escenario 1B	Escenario 1C	Escenario 1D	Escenario 1E
CAPEX	241.5	189.2	169.0	145.9	123.6
OPEX	88.3	69.0	61.4	53.4	44.9
Impuestos	59.9	43.7	38.8	34.1	29.6
Costo del servicio	389.7	301.9	269.2	233.5	198.2
Volumen	104.9	83.9	73.4	62.9	52.4
Costo medio \$/Bbl	3.7	3.6	3.7	3.7	3.8

B. Comparativa de escenarios

Para realizar la comparativa de escenarios, al análisis del costo medio del transporte por ducto se adicionará el costo medio en \$/Bbl del transporte de GLP por buque, tomando como referencia la información publicada por OSINERGMIN en su Informe de Precios de Referencia [21]. De acuerdo con esta información, el costo total del transporte marítimo de GLP desde Pisco hasta Callao es de 5.02 USD/Bbl, compuesto por un flete y seguro de 2.66 USD/Bbl y costos de almacenamiento y despacho de 2.36 USD/Bbl (Fig.12).

PR: Precio de Referencia de Exportación del GLP Planta Callao - Marítimo	
PR - US\$/BI	GLP 70/30
Precio FOB Pisco	33,93
Flete Pisco_Callao	2,65
Seguro	0,01
Almacenamiento y Despacho	2,36
Precio de Referencia	38,96
PR - Soles/Kg	1,77

Fig.12 Precio de Referencia de Exportación del GLP Planta Callao – Marítimo

De esta manera se realiza la comparativa del costo medio total del transporte por ducto frente al costo de transporte marítimo de GLP desde Pisco hasta Callao (Fig.13).

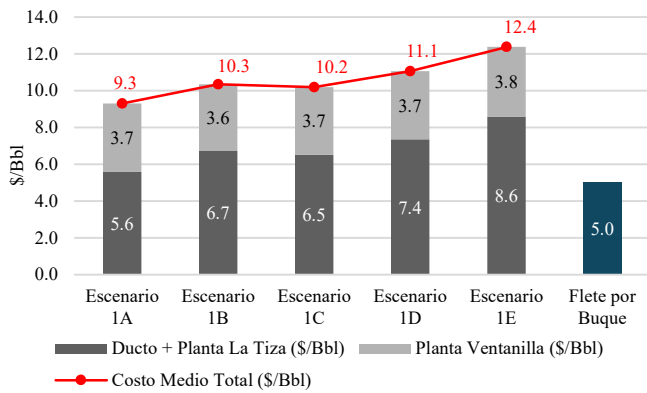


Fig. 13 Comparativa de Costo medio Total vs Flete por Buque

Del análisis se evidencia que los costos operativos (OPEX) asociados tanto a los ductos (tubería e instalación) como al almacenamiento tienen un impacto significativo en el costo medio total del transporte de GLP. En este sentido, se evaluaron dos escenarios en los que se planteó una disminución de los OPEX en estas categorías, con el objetivo de analizar la sensibilidad del modelo.

Reducción en el OPEX de ductos

Si bien los costos asociados al ducto reflejan la realidad comparativa con estimaciones realizadas para proyectos actuales, estos podrían reducirse mediante la implementación de estrategias de procura e ingeniería que optimicen los costos en esta categoría. El siguiente análisis evalúa el impacto de un ajuste del 30% en los costos de tubería e instalación, mostrando una disminución aproximada de entre 1.4 y 2.4 USD/Bbl en el costo medio total de transporte (Fig. 14).

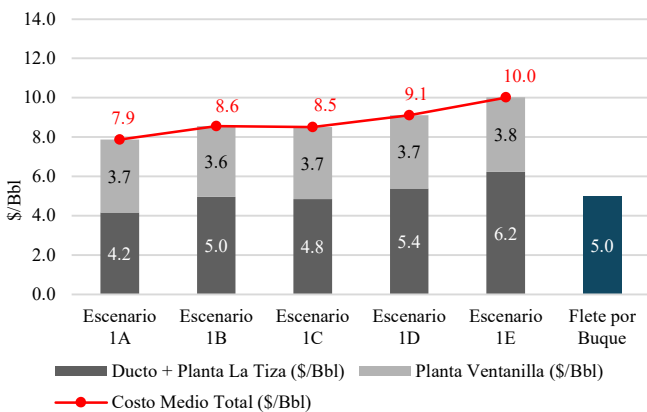


Fig. 14 Costo medio Total con reducción OPEX ductos

Reducción en el OPEX de almacenamiento

Si bien el Decreto Supremo N.º 045-2010-EM [6] establece un stock mínimo equivalente a 15 días de ventas de GLP para garantizar la continuidad del suministro, el registro del número

promedio de días afectados por oleajes anómalos durante los años 2023 y 2024 fue de 3 a 4 días [15]. En este contexto, y con el objetivo de reducir los costos operativos (OPEX) asociados al almacenamiento, podría considerarse un ajuste conservador de la normativa, reduciendo la autonomía requerida a 7 días.

El siguiente análisis presenta el impacto de esta modificación en el costo medio total de transporte. Como resultado, se observa una disminución aproximada de 2.6 \$/Bbl en el costo medio total para cada escenario planteado (Fig. 15).

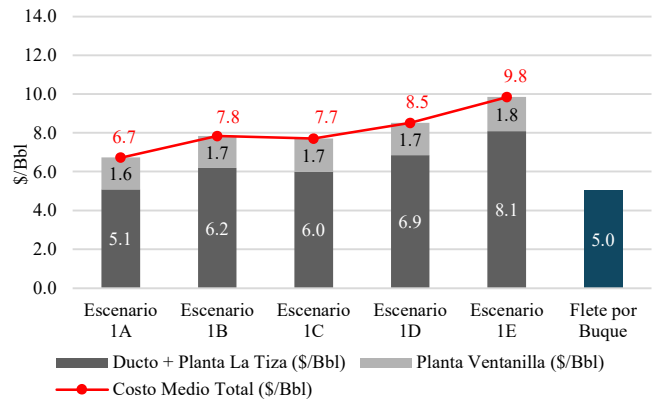


Fig. 15 Costo medio Total con reducción OPEX almacenamiento

V. CONCLUSIONES Y TRABAJO FUTURO

El análisis técnico-económico confirma que el costo medio del ducto Pisco–Ventanilla actualmente supera al del transporte marítimo, principalmente por el elevado CAPEX asociado al alza sostenida en los precios del acero e infraestructura, que se han triplicado desde 2010, año en que el proyecto fue promovido por ProInversión. No obstante, en el contexto energético actual —con alta dependencia del GLP, oleajes anómalos, mayor volumen de importaciones y una menor producción de líquidos de gas natural— el ducto se posiciona como una infraestructura estratégica clave para la seguridad energética nacional.

Dado su alto costo, el proyecto no sería viable con incentivos privados tradicionales, sino bajo una lógica de responsabilidad estatal para asegurar el suministro continuo de GLP. Los impactos sociales y económicos de un posible desabastecimiento en sectores residencial, industrial y vehicular superarían con creces el costo de una inversión pública. Por tanto, su financiamiento podría articularse mediante subsidios o fondos estatales de infraestructura energética.

Aunque los resultados provienen de estimaciones conceptuales de clase V, el análisis de sensibilidad evidencia oportunidades claras para reducir el costo medio del proyecto. Mediante estrategias como ajustes en la autonomía de almacenamiento o reducción de costos de materiales e instalación, podrían lograrse ahorros estimados entre 1.4 y 2.6 USD/Bbl, mejorando su competitividad frente a otras alternativas logísticas.

El modelo de evaluación consideró un crecimiento anual proyectado de 2% en la demanda de GLP, pero puede adaptarse a escenarios más exigentes (3%–5%), aunque estos requerirían una mayor inversión inicial que podría comprometer la viabilidad sin apoyo institucional. Por otro lado, incluir una planta adicional en Ventanilla podría elevar el costo en hasta 30%. Como alternativa, se propone analizar tramos parciales del ducto con plantas de abastecimiento descentralizadas, especialmente en el sur del país, donde no hay infraestructura de almacenamiento y el transporte terrestre presenta riesgos logísticos considerables.

En comparación con la inversión inicial de 200 millones de dólares estimada por ProInversión, este análisis proyecta un costo promedio de 665 millones de dólares para el ducto y la planta La Tiza, más del triple del valor originalmente previsto. Este incremento refleja la evolución de los precios, la economía y las normativas vigentes.

Como trabajo futuro, se plantea evaluar la viabilidad de corredores de GLP inspirados en el modelo del Corredor Camisea GNL, con estaciones estratégicas para reforzar la seguridad energética. También se propone un análisis integral que considere costos de importación, transporte, almacenamiento y precios regionales, con el fin de mejorar la competitividad y accesibilidad del GLP. Si bien el ducto presenta un costo mayor que el transporte marítimo, debe evaluarse desde una perspectiva estratégica y social. Su implementación permitiría descentralizar el abastecimiento, reducir riesgos logísticos y mejorar la resiliencia operativa, justificando su priorización como infraestructura crítica para la seguridad energética nacional.

AGRADECIMIENTOS

Los autores del presente trabajo agradecen a la Universidad Nacional de Ingeniería, Facultad de Ingeniería de Petróleo, Gas Natural y Petroquímica por las facilidades técnicas para el desarrollo de la presente publicación.

REFERENCIAS

[1] Mohitpour, M., Jenkins, A., & Babuk, T. (2006). Pipelining Liquefied Petroleum Gas (LPG). Proceedings of ASME IPC 2006: 5th International Pipeline Conference, Calgary, Alberta, Canadá. <https://doi.org/10.1115/IPC2006-10032>

[2] Energy Information Administration. (2023, octubre 11). Prices for hydrocarbon gas liquids - propane prices. Recuperado de <https://www.eia.gov/energyexplained/hydrocarbon-gas-liquids/prices-for-hydrocarbon-gas-liquids-propane.php>

[3] Quintanilla, E. (2020). El mercado de GLP en el Perú: Desafíos y propuestas. Ponencia presentada en Los desafíos del mercado GLP hacia el Bicentenario, OSINERGMIN, 9 de septiembre de 2020.

[4] Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2024). Producción y consumo de GLP en el Perú: Estadísticas del mercado. Dirección General de Hidrocarburos, Lima, Perú.

[5] Adaniya, K., & Rodríguez Ulloa, C. (2022). Escenarios en el suministro de gas licuado de petróleo. Revista Industrial Data, 25(2), 115-142. <https://doi.org/10.15381/ridata.v25i2.16636>

[6] Ministerio de Energía y Minas (MINEM). (2023). Decreto Supremo N° 045-2010-EM: Normativa para el almacenamiento mínimo de combustibles. Recuperado de <https://www.gob.pe/minem>

[7] Osinergmin. (2023). *Osinergmin monitorea abastecimiento de GLP ante cierre de puertos por oleajes anómalos*. ProActivo. Recuperado de

<https://proactivo.com.pe/osinergmin-monitorea-abastecimiento-de-glp-ante-cierre-de-puertos-por-oleajes-anomalous-2/>

[8] Osinergmin. (n.d.). *Documentos SCOP: Sistema de Control de Órdenes de Pedido*. Información y reportes relacionados con el monitoreo y gestión del mercado de hidrocarburos en el Perú. Recuperado de <https://www.osinergmin.gob.pe/empresas/hidrocarburos/scop/documentos-scop>

[9] La República. (2022, 21 de julio). *Stock de GLP en grifos se normalizará en 24 horas, según Ministerio de Energía y Minas*. Recuperado de <https://larepublica.pe/economia/2022/07/21/combustibles-stock-de-glp-en-grifos-se-normalizara-en-24-horas-ministerio-de-energia-y-minas-alessandra-herrera>

[10] Osinergmin. (2021, 6 de julio). *Osinergmin propone reemplazar el uso del GLP con energía eléctrica sostenible, lo que generaría significativos beneficios económicos*. Recuperado de <https://www.gob.pe/institucion/osinergmin/noticias/508281-osinergmin-propone-reemplazar-el-uso-del-glp-con-energia-electrica-sostenible-lo-que-generaria-significativos-beneficios-economicos>

[11] Gobierno Regional del Callao. (n.d.). *Anexo 6.1: Documento de Impacto Ambiental. Hoja de datos de seguridad de materiales: Propano, Butano y GLP de Pluspetrol*. Recuperado de http://prototipo.regioncallao.gob.pe/contenidos/contenidosGRC/documento_impAmbiental/anexo6/6.1.pdf

[12] Osinergmin. (2024, 12 de febrero). *Informe de precios de referencia de combustibles*. Recuperado de https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PreciosReferencia/PrecioReferencia12022024.pdf

[13] ProInversión. (n.d.). *Proyecto de infraestructura: Poliducto de GLP Pisco-Callao*. Recuperado de <https://www.investinperu.pe/es/app/procesos-concluidos/proyecto/5425>

[14] Shashi Menon, E. "Pipeline Stress Design." *Transmission Pipeline Calculations and Simulations Manual*, 2015, pp. 83–148, <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-830-3.00004-3>.

[15] La República. (2024). Oleajes anómalos en playas durarán 3 días, anuncia la Marina: lugares afectados y lo que debes saber. Recuperado el 23 de febrero de 2024, de <https://larepublica.pe/sociedad/2024/02/23/oleajes-anomalous-en-playas-duraran-3-dias-anuncia-la-marina-por-que-lugares-y-lo-que-debes-saber-senamhi-oleaje-anomalous-2024-cierre-de-puertos-337732>

[16] AACE International. (2020). *Cost estimate classification system – As applied in engineering, procurement, and construction for the process industries (Recommended Practice No. 18R-97)*. AACE International. Recuperado de <https://web.aacei.org/>

[17] McAllister, E. W., & Kaiser, M. J. (2023). *Pipeline Rules of Thumb Handbook: A manual of quick, accurate solutions to everyday pipeline engineering problems* (9th ed). Gulf Professional Publishing. ISBN: 978-0-12-822788-6.

[18] Energiminas. (2024, 17 de octubre). *Proyecto Extensión Sur de TGP, de más de US\$ 2,000 millones de inversión, soportará crecimiento de actividad petroquímica en el sur peruano*. Recuperado de <https://energiminas.com/2024/10/17/proyecto-extension-sur-de-tgp-de-mas-de-us-2000-millones-de-inversion-soportara-crecimiento-de-actividad-petroquimica-en-el-sur-peruano/>

[19] CIMC Honto. (2024). *Competitive price high quality 1000m3 LPG spherical tank*. Recuperado de <https://cimchonto.en.made-in-china.com/product/vFCtEWBAhGpi/China-Cimc-Honto-Competitive-Price-High-Quality-1000m3-LPG-Spherical-Tank.html>

[20] Ministerio de Energía y Minas. (2007). Decreto Supremo N° 081-2007-EM: Reglamento de Transporte de Hidrocarburos por Redes de Ductos. Diario Oficial El Peruano. <https://www.gob.pe/minem>

[21] Osinergmin. (2024). Precio de Referencia de Exportación del GLP Planta Callao - Marítimo. Publicado el 24 de junio de 2024. Recuperado de: https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/PreciosReferencia/PrecioReferencia24062024_.pdf