

**INFORME N° PR-27-2026-DGN/GRT**  
**PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO**  
**Informe al 06/07/2026**

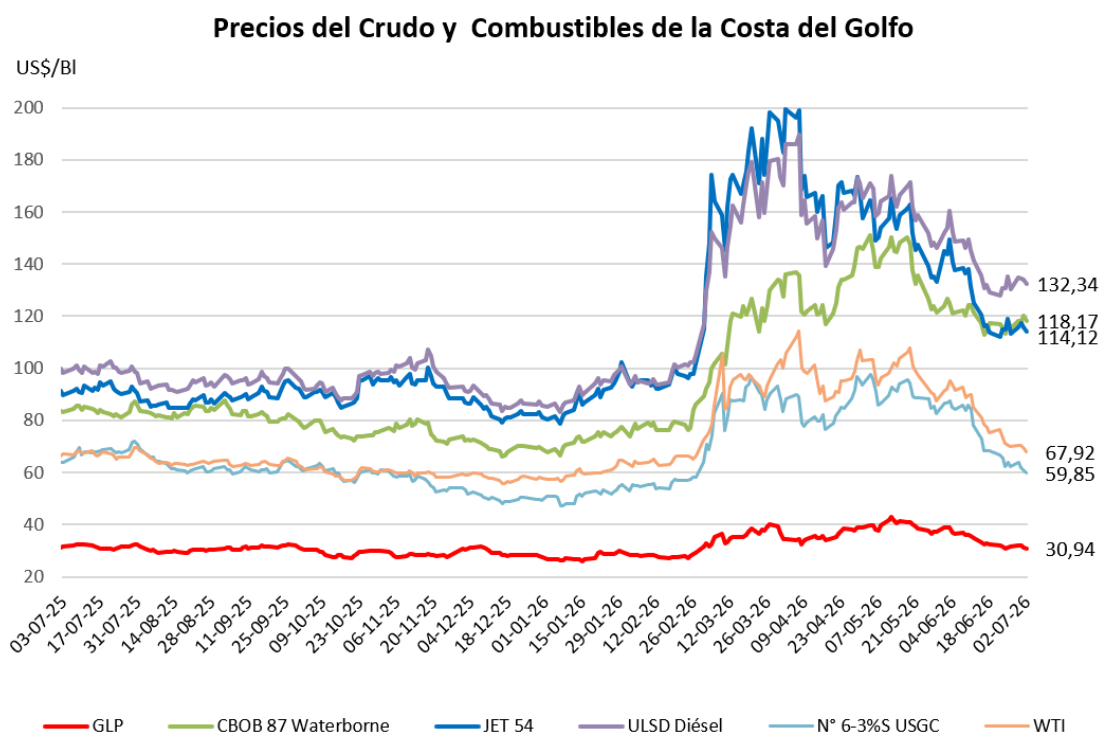
**1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA <sup>1</sup>**

Las variaciones registradas en los precios de referencia de los combustibles son consecuencia del comportamiento de los precios del petróleo crudo y combustibles en el mercado internacional, principalmente el de Estados Unidos, que es el mercado relevante para el GLP, Gasolinas, Diésel y Residuales comercializados en nuestro país.

**1.1. Mercado Internacional de Petróleo Crudo y Combustibles**

En la Gráfica N° 1, se muestra la evolución de los Precios del Petróleo Crudo y Combustibles de la Costa del Golfo y Mont Belvieu, en dólares por barril.

**GRAFICA N° 1:** Precios del Petróleo Crudo y Combustibles en la Costa del Golfo de EE.UU.



**Fuente:** Argus

**Elaboración:** Propia

A partir de enero 2021, los precios del petróleo crudo y combustibles comenzaron a recuperarse, luego de la crisis generada por la pandemia del Coronavirus en el año 2020, denotando un comportamiento alcista al cierre de julio 2021.

<sup>1</sup>Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.

En agosto 2021, las expectativas en el mercado del petróleo cambiaron, respecto al mes de julio 2021; debido principalmente al impacto de la variante Delta del Coronavirus, que retrasó, a nivel global, la reactivación que habían experimentado los precios del petróleo y combustibles a lo largo de la pandemia.

Durante el primer semestre del año 2022, los precios del petróleo crudo y productos mostraron una tendencia alcista, en medio de la alta volatilidad registrada; mientras que a partir del segundo semestre los precios se movieron dentro de una banda de menor amplitud, con una tendencia a la baja, particularmente en el caso del petróleo crudo WTI y el GLP. Esta tendencia se mantuvo desde enero a junio 2023. Posteriormente, los precios del petróleo crudo y combustibles registraron una moderada recuperación impulsada principalmente por la reducción de la oferta y las expectativas de una mayor demanda a nivel global.

En el 2024, el comportamiento de los precios estuvo influenciado por una situación de incertidumbre debido a las señales de una lenta recuperación económica mundial<sup>2</sup>; y a las tensiones geopolíticas en el Medio Oriente que hasta la fecha mantienen alerta al mercado ante la posible interrupción del suministro de petróleo crudo.

Asimismo, al cierre de la última semana del periodo de evaluación<sup>3</sup>, el precio del crudo WTI se ubicó en 67,92 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 118 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 114 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 30,94 US\$/Bl.

En las semanas del 18.06.2026 al 02.07.2026, los principales factores que incidieron en la variación de los precios del petróleo crudo y combustibles fueron los siguientes:

- **El incremento de los inventarios de destilado medio y propano, así como el descenso de las existencias de crudo y gasolinas, al 26 de junio del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 3,8 millones de barriles alcanzando los 408,4 millones de barriles, ubicándose en un -7% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas descendieron en 2,3 millones de barriles, reportando un total de 214,0 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se incrementaron en 2,5 millones de barriles, ubicándose en 108,6 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 1,26 millones de barriles, registrando un nivel de 91,31 millones de barriles.

---

<sup>2</sup> Reflejo de las cifras macroeconómicas de China, Estados Unidos y algunos países de Europa.

<sup>3</sup> El periodo de evaluación comprende los diez últimos días hábiles en los que se publican las cotizaciones internacionales de petróleo crudo y combustibles.

- **Implementación del memorando y diálogo entre EE.UU. e Irán reducen la prima geopolítica, aunque el estrecho de Ormuz mantiene una reapertura irregular y vulnerable**

Durante las últimas semanas del mes de febrero, el frente diplomático quedó subordinado a una dinámica de confrontación abierta. Tras los contactos nucleares indirectos de Ginebra del 26 y 27 de febrero, que no produjeron avances, la ofensiva conjunta de EE.UU. e Israel iniciada el 28 de febrero rompió el frágil equilibrio previo. En los días siguientes, Irán endureció su postura, respaldó el cierre de Ormuz y Donald Trump elevó la presión con amenazas cada vez más directas, hasta pasar del lenguaje de advertencia a exigencias de “rendición incondicional”.

La escalada dio un salto importante el 13 de marzo, cuando Trump anunció ataques estadounidenses contra objetivos militares en Kharg, isla que concentra cerca del 90% de las exportaciones petroleras de Irán. EE. UU. afirmó haber destruido blancos militares sin golpear directamente la infraestructura petrolera, aunque dejó explícita la amenaza de ampliar los ataques si Irán seguía interfiriendo en Ormuz. Un día después, CENTCOM informó ataques contra más de 90 objetivos militares en Kharg, manteniendo intactas las instalaciones petroleras, pero dejando clara la disposición de Washington a presionar sobre el principal nodo exportador iraní.

Durante la segunda quincena de marzo, la confrontación combinó coerción militar, amenazas sobre infraestructura energética y pausas tácticas. Trump evaluó incluso ocupar o bloquear Kharg para forzar la reapertura de Ormuz, mientras Irán advirtió que una mayor escalada sobre su litoral, islas o infraestructura energética podía derivar en un cierre más agresivo del Golfo, incluido el eventual uso de minas marinas. Aunque el 23 de marzo Trump anunció una pausa inicial en ataques contra plantas energéticas iraníes y el 26 de marzo la amplió por 10 días, hasta el 6 de abril, Irán negó contactos formales y calificó la propuesta estadounidense como sesgada e injusta.

A fines de marzo e inicios de abril, el mercado dejó de reaccionar solo a las señales verbales de Trump y empezó a asumir que la guerra podía prolongarse. La falta de avances diplomáticos verificables, la persistencia del riesgo sobre Ormuz y la continuidad de amenazas contra Irán reforzaron la percepción de una crisis con capacidad real de alterar el equilibrio energético mundial. En ese contexto, el crudo volvió a dispararse y la volatilidad aumentó.

En abril, la crisis entró en una fase más ambigua, marcada por treguas tácticas, negociaciones incompletas y presión marítima. Los intentos de mediación regional, especialmente de Pakistán, desembocaron en una tregua temporal entre EE. UU. e Irán, que provocó una fuerte corrección del crudo entre el 8 y 10 de abril. Sin embargo, el alivio fue incompleto, pues la reapertura operativa del sistema energético regional siguió siendo incierta y cerca de 187 tanqueros permanecían dentro del Golfo con unos 172 millones de barriles de crudo y refinados pendientes de evacuación.

Entre el 11 y 12 de abril, EE. UU. e Irán sostuvieron en Islamabad la ronda más importante de conversaciones de alto nivel en décadas, pero el encuentro terminó sin acuerdo. Ambas partes dejaron abierta la puerta al diálogo, aunque persistieron desacuerdos sobre el programa nuclear iraní, el alivio de sanciones y la seguridad marítima en el Golfo. A partir

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

del 14 de abril, EE. UU. mantuvo la presión marítima y económica, mientras surgían nuevas señales de reanudación de contactos con mediación pakistaní.

El 17 de abril, Irán anunció la reapertura temporal del Estrecho de Ormuz, lo que reavivó expectativas de negociación y generó una nueva corrección bajista del petróleo. Sin embargo, Teherán advirtió que podía volver a cerrar el paso si continuaba el bloqueo o interceptación naval estadounidense contra buques vinculados a puertos iraníes. Entre el 20 y 26 de abril, la tregua volvió a evidenciar su fragilidad: el proceso quedó trabado por la falta de un acuerdo operativo sobre Ormuz, el 24 de abril Trump señaló que Irán preparaba una oferta para atender demandas estadounidenses y el 25 de abril canceló el viaje de sus enviados a Pakistán. En paralelo, Ormuz siguió restringido y la amenaza iraní de extender la presión hacia Bab el-Mandeb elevó el riesgo de una disrupción marítima más amplia.

Entre el 27 de abril y el 1 de mayo de 2026, el conflicto se caracterizó por una combinación de presión militar, sanciones y esfuerzos diplomáticos indirectos. El foco principal siguió siendo Ormuz, donde EE. UU. reforzó su presencia naval e intensificó las interceptaciones de cargamentos iraníes, mientras Irán respondió restringiendo parcialmente el tránsito y denunciando acciones de “piratería” por parte de Washington. La reducción del tráfico de buques y el riesgo de un cierre total elevaron las primas de riesgo, los costos de transporte marítimo y la preocupación sobre nuevas interrupciones de suministro. En paralelo, las exportaciones petroleras iraníes se redujeron por sanciones y restricciones logísticas, obligando a Teherán a buscar rutas alternativas hacia China y a almacenar crudo en instalaciones improvisadas. En ese contexto, el Brent superó los USD 107 por barril ante el temor de una mayor escasez regional.

Durante la semana del 4 al 8 de mayo de 2026, el conflicto estuvo marcado principalmente por tensiones diplomáticas vinculadas al programa nuclear iraní. Ambos países mantenían negociaciones indirectas, mediadas por Omán, con el objetivo de avanzar hacia un nuevo acuerdo nuclear; sin embargo, la cuarta ronda de conversaciones fue aplazada por razones logísticas, lo que generó incertidumbre sobre el avance del diálogo. Paralelamente, EE. UU. mantuvo la presión económica mediante sanciones dirigidas al sector petrolero y petroquímico iraní, buscando limitar las fuentes de ingresos de Teherán.

Durante la semana del 11 al 17 de mayo de 2026, el conflicto entró en una fase de negociación más concreta, aunque todavía sin normalización efectiva del tránsito marítimo. El 11 de mayo, EE. UU. impuso nuevas sanciones contra personas y empresas vinculadas al envío de petróleo iraní hacia China, reforzando la presión económica sobre Teherán mientras se mantenían abiertos los contactos diplomáticos. Luego, Pakistán trasladó a EE. UU. una propuesta iraní revisada para terminar la guerra, centrada primero en detener el conflicto, reabrir Ormuz y levantar restricciones marítimas, aunque las conversaciones seguían estancadas.

En ese contexto, la cumbre entre Xi Jinping y Donald Trump generó expectativas de alivio en el mercado energético, luego de que Trump afirmara que China apoyaba la reapertura del Estrecho de Ormuz y que no asistiría militarmente a Irán. Sin embargo, la reacción del mercado fue limitada, porque no se anunciaron compromisos verificables para normalizar los flujos energéticos, garantizar el tránsito de buques o destrabar la salida de cargamentos

retenidos en el Golfo. Así, la reunión fue leída como una señal diplomática positiva, pero insuficiente para eliminar la prima geopolítica.

Entre el 18 y el 24 de mayo, el conflicto pasó de una negociación avanzada a una fase de alta volatilidad diplomática y petrolera. El 18 de mayo, EE.UU. renovó exenciones vinculadas al petróleo ruso para aliviar la presión de oferta, mientras Trump postergó un ataque contra Irán, moderando temporalmente los precios. El 20 de mayo, el mercado reaccionó con fuerza a señales de acuerdo. Dos tanqueros chinos salieron de Ormuz con cerca de 4 millones de barriles, y los precios de crudo Brent y el WTI cayeron más de 5% ante expectativas de reapertura. Sin embargo, entre el 21 y 22 de mayo, el optimismo se debilitó. Marco Rubio advirtió que un sistema iraní de peajes en Ormuz haría inviable cualquier acuerdo, aunque reconoció algunos avances. Además, Irán insistió en mantener su uranio enriquecido, limitando la posibilidad de un pacto rápido. Al 24 de mayo, Trump afirmó que no había prisa por cerrar el acuerdo y que el bloqueo estadounidense a buques iraníes en Ormuz seguiría vigente hasta que el pacto estuviera acordado, certificado y firmado. En consecuencia, el riesgo petrolero se moderó por las señales de diálogo, pero no desapareció. Ormuz comenzó a mostrar salidas selectivas de buques, aunque la reapertura plena siguió condicionada a un acuerdo político, marítimo y nuclear.

Entre el 25 y el 31 de mayo, la negociación alcanzó su punto más avanzado, pero también mostró sus límites. La agencia de noticias Reuters informó que EE.UU. e Irán alcanzaron un memorando preliminar para extender el alto el fuego por 60 días, permitir el tránsito por el estrecho de Ormuz mientras continuaban las conversaciones y mantener la negociación sobre los temas más difíciles, como el programa nuclear iraní; no obstante, el entendimiento aún requería aprobación final de Donald Trump. En paralelo, EE.UU. mantuvo la presión militar y económica. El 26 de mayo, Irán acusó a EE.UU. de violar la tregua tras ataques contra botes y emplazamientos de misiles cerca de Ormuz; y el 28 de mayo, el Departamento del Tesoro estadounidense sancionó 8 buques vinculados al transporte de crudo y productos iraníes. La reacción del mercado fue bajista por la expectativa de acuerdo. El Brent cayó cerca de 11% semanal y el WTI alrededor de 9%, aunque el alivio fue parcial porque Ormuz seguía operando con restricciones, la cuestión nuclear no estaba resuelta y persistían dudas sobre el retiro de minas, las garantías de navegación y el levantamiento efectivo del bloqueo naval.

Entre el 1 y el 7 de junio, la negociación entre EE.UU. e Irán volvió a mostrar avances parciales, aunque sin traducirse en una normalización efectiva del tránsito por Ormuz. Trump afirmó que un acuerdo para extender el alto el fuego y reabrir el estrecho podía alcanzarse en ese periodo, mientras Irán señaló que seguía revisando la propuesta, pero sin aceptar aún condiciones clave como la reapertura irrestricta, el desmantelamiento de capacidades nucleares o la eliminación de peajes. En paralelo, el frente regional volvió a complicarse, pues el alto el fuego entre Israel y Líbano fue presentado como una señal positiva para un acuerdo más amplio, aunque Hezbolá cuestionó sus términos e Irán reafirmó su respaldo al grupo. La tensión volvió a escalar el 6 de junio, cuando EE.UU. atacó radares costeros iraníes tras interceptar drones lanzados hacia Ormuz, confirmando que la tregua seguía siendo frágil y que la navegación energética por el estrecho continuaba condicionada por riesgos militares y políticos.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

Entre el 8 y el 14 de junio, la negociación EE.UU.–Irán avanzó hacia un acuerdo marco, aunque sin una normalización plena del Estrecho de Ormuz. Trump canceló ataques previstos contra Irán y afirmó que el acuerdo podía firmarse en los próximos días, mientras este último país evitó confirmar avances definitivos. El borrador contemplaría una tregua de 60 días, reapertura de Ormuz, levantamiento del bloqueo naval estadounidense, alivio temporal de sanciones petroleras y liberación de hasta US\$ 25 mil millones en activos iraníes. La firma formal se esperaba para el 19 de junio en Ginebra; sin embargo, seguían pendientes detalles sobre sanciones, verificación nuclear, garantías de seguridad marítima y alcance regional del pacto. Sobre los peajes, no quedó establecido un cobro general por cruzar Ormuz, aunque Irán planteó cargos asociados a servicios de navegación, seguridad o protección ambiental.

Entre el 15 y el 21 de junio, la negociación EE.UU.–Irán pasó de una expectativa de acuerdo marco a un memorando interino con efectos concretos sobre el mercado petrolero. El entendimiento, anunciado previamente y formalizado el 17 de junio, abrió una ventana de negociación de 60 días e incorporó un alto el fuego, la reapertura gradual del Estrecho de Ormuz sin peajes generales, el levantamiento progresivo del bloqueo naval estadounidense y una autorización temporal para ventas de crudo iraní. Esta señal redujo de forma significativa la tendencial alcista por riesgo geopolítico de los precios del crudo, al debilitar el escenario de disrupción extrema en el Golfo. No obstante, la normalización física siguió siendo parcial: el tránsito por Ormuz permaneció por debajo de sus niveles previos al conflicto, persistieron buques retenidos dentro del Golfo Pérsico y continuaron riesgos asociados a seguros, permisos iraníes, desminado, garantías de navegación e inspecciones nucleares pendientes.

Entre el 22 y el 28 de junio, el efecto bajista del memorando EE.UU.–Irán se consolidó por una recuperación material, aunque todavía incompleta, del tránsito por Ormuz. Los cruces aumentaron a un promedio de 45 buques diarios, frente a cerca de 10 buques diarios durante la fase más restrictiva del conflicto; sin embargo, aún se mantuvieron lejos del nivel previo de aproximadamente 125 buques diarios, es decir, alrededor de 64% por debajo de la normalidad. Esta mejora permitió la salida de buques atrapados en el Golfo y elevó los flujos petroleros, con exportaciones de crudo desde la región que alcanzaron hasta 10 millones de barriles diarios en días recientes. En este contexto, el Brent y el WTI registraron su tercera caída semanal consecutiva, con retrocesos cercanos al 10% en la última semana, al reducirse la prima de riesgo por una interrupción extrema de suministro. No obstante, el ataque a un buque cerca de Omán confirmó que la seguridad marítima sigue siendo frágil. En paralelo, la posibilidad de que refinerías estatales chinas retomen compras de crudo iraní, la reanudación de cargas saudíes desde el Golfo y las presiones de Irak por elevar su producción reforzaron la expectativa de mayor oferta disponible.

Entre el 29 de junio y 5 de julio, tras los ataques registrados al cierre de la semana anterior, mediadores establecieron canales de desescalada y EE.UU. e Irán retomaron conversaciones técnicas indirectas en Doha, con avances parciales, pero sin un acuerdo definitivo sobre Ormuz o el programa nuclear. Paralelamente, el tránsito por el estrecho se desaceleró a 20–25 buques diarios, frente a más de 100–125 antes del conflicto, luego del máximo reciente de 59 cruces del 24 de junio; además, predominaban los movimientos de entrada al Golfo, reflejando que varios transportistas aún esperaban condiciones más seguras para salir.

Pese a ello, la oferta petrolera del Golfo continuó recuperándose y las exportaciones regionales superaron los 10 millones de bpd. En consecuencia, el diálogo y el retorno de barriles redujeron la prima geopolítica, pero la caída del tránsito respecto de los máximos de junio confirmó que la reapertura de Ormuz aún no es estable ni consolidada.

En consecuencia, la semana mantuvo una señal levemente bajista para el crudo. El mayor suministro del Golfo y la continuidad del diálogo EE. UU.-Irán superaron la desaceleración del tránsito por Ormuz y la persistencia de riesgos marítimos, aunque estos limitaron una mayor caída de precios.

- **Menor intensidad en el frente Israel-Hezbollah reduce el riesgo regional, pero el desacuerdo sobre el desarme mantiene frágil la tregua vigente**

La intensidad de los enfrentamientos en el sur del Líbano se mantuvo por debajo de las semanas de mayor escalada, prolongando parcialmente el efecto del alto el fuego del 19 de junio. Sin embargo, Hezbollah rechazó el acuerdo de seguridad negociado entre Israel y el Líbano con mediación estadounidense, que prevé el control progresivo del territorio por el ejército libanés y el desarme del grupo. El 30 de junio, Netanyahu afirmó desde territorio ocupado del sur del Líbano que Israel no se retiraría mientras Hezbollah continuara representando una amenaza; y el 2 de julio se registraron nuevas operaciones israelíes en Hadatha, confirmando que la reducción de hostilidades todavía no equivalía al fin del conflicto.

La menor intensidad del frente mantuvo un efecto bajista limitado sobre el precio del crudo, al reducir el riesgo de una ampliación inmediata de la guerra regional. No obstante, la disputa sobre el desarme de Hezbollah y la permanencia de fuerzas israelíes siguió siendo relevante para el memorando EE.UU.-Irán, en negociación y que contempla el cese de operaciones militares en los frentes regionales y para cuya negociación Israel ha vinculado expresamente la situación del Líbano. En consecuencia, la tregua redujo el impacto geopolítico, pero su fragilidad mantuvo abierto el riesgo de una nueva escalada.

- **Nuevos ataques ucranianos profundizan la escasez de combustibles en Rusia y mantienen el riesgo sobre la producción de derivados**

Ucrania amplió el alcance de sus ataques contra la infraestructura petrolera rusa. El 1 de julio alcanzó nuevamente una refinería en Ufa, a más de 1 300 km del frente, y el 4 de julio una ofensiva masiva con drones golpeó la terminal petrolera de San Petersburgo y el área portuaria de Vysotsk, vinculada al movimiento de petróleo, GNL y otros productos. La escasez de combustibles se extendió a la mayoría de regiones rusas, con racionamiento y largas colas; en Sebastopol, los precios de la gasolina aumentaron 30% en una semana y algunas estaciones en zonas afectadas registraron precios de hasta US\$ 2,42 por litro.

La crisis obligó a Rusia a iniciar importaciones marítimas de gasolina desde India, con al menos 60 mil toneladas despachadas, y a evaluar compras de hasta 400 mil toneladas mensuales desde diversos países, además de permitir temporalmente combustibles de



menor calidad y aprobar incentivos para aumentar la producción doméstica. En consecuencia, el efecto continuó siendo principalmente alcista para gasolina y diésel, al reducirse la capacidad rusa de refinación y la disponibilidad de productos; no obstante, la menor refinación interna podría liberar mayor volumen de crudo para exportación.

- **China mantiene débil la demanda de crudo y limita la recuperación del mercado petrolero**

Durante la última semana, información sobre la debilidad de las compras chinas continuó presionando a la baja al mercado petrolero. Las importaciones de crudo habían caído en mayo a 7,79 millones de bpd, mínimo de ocho años y cerca de 29% por debajo de los niveles previos al conflicto. Para julio, Saudi Aramco programó apenas 12 millones de barriles para clientes chinos durante todo el mes, equivalentes a 387 mil bpd, muy por debajo del promedio de aproximadamente 1,4 millones de bpd enviado a China en 2025.

La menor compra respondió a recortes de procesamiento, menores márgenes de refinación y una demanda interna de combustibles todavía débil, llevando a las refinerías a recurrir a inventarios domésticos en lugar de aumentar importaciones. En consecuencia, la débil demanda del mayor importador mundial mantuvo presión bajista sobre el crudo.

- **Movilidad récord por el 4 de julio sostiene la demanda de gasolina en EE.UU., aunque el consumo permanece por debajo de 2025**

Entre el 29 de junio y el 5 de julio, la temporada de mayor movilidad alcanzó uno de sus principales periodos de consumo con las celebraciones por el Día de la Independencia. La *American Automobile Association (AAA)* proyectó un récord de 72,2 millones de viajeros en dicho periodo, de los cuales 61,4 millones, es decir, el 85% del total, se desplazarían por carretera, prácticamente igualando el máximo del año anterior. Pese al intenso flujo vehicular, el precio promedio nacional de la gasolina regular cayó hasta US\$ 3,83/galón al 2 de julio, cerca de US\$ 0,50 menos que un mes antes, reflejando la corrección a la baja del crudo y el menor riesgo geopolítico.

La mayor movilidad actuó como soporte para el consumo, pero sin evidenciar una aceleración significativa de la demanda frente al año anterior. Los datos de la EIA publicados el 1 de julio mostraron que el suministro implícito de gasolina promedió 9,0 millones de bpd en las últimas cuatro semanas, 2,6% menos interanual. En consecuencia, el periodo festivo limitó una mayor caída de los combustibles, pero no generó una presión alcista autónoma, pues la demanda de gasolina continuó por debajo de los niveles de 2025.



## **1.2. Mercado Local de Combustibles**

- Mediante el Decreto Supremo N° 023-2021-EM publicado el 06.09.2021 en el Diario Oficial «El Peruano», se incluyó al Gas Licuado de Petróleo destinado para envasado (GLP – E) en la lista de productos afectos al Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles Derivados del Petróleo (FEPC).
- Según el Decreto Supremo N° 025-2021-EM publicado el 09.11.2021 en el Diario Oficial «El Peruano», se incluyó al Diésel BX destinado al uso vehicular en la lista de productos afectos al FEPC.
- Mediante la Resolución N° 016-2026-OS/GRT, se fijó la Banda de Precios y el Margen Comercial para el Petróleo Industrial N° 6 utilizado en actividades de generación eléctrica en sistemas eléctricos Aislados con vigencia desde el 26 de junio de 2026 hasta el 27 de agosto de 2026.
- Mediante la Resolución N° 016-2026-OS/GRT, también se fijó la Banda de Precios y el Margen Comercial para el Diesel BX destinado al uso vehicular, con vigencia a partir del 26 de junio de 2026 hasta el jueves 30 de julio de 2026.
- Teniendo en cuenta las Bandas de Precios y los Márgenes Comerciales de los combustibles establecidos mediante las resoluciones de la Gerencia de Regulación Tarifaria Osinerghmin N° 016-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 07 de julio de 2026 hasta el lunes 13 de julio de 2026.
- El día 07.07.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios en la planta de ventas Callao de la Gasolina Premium (-0,26 S/Gln), Gasolina Regular (+0,10 S/Gln), Gasohol Premium (-0,27 S/Gln), Gasohol Regular (+0,09 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,03 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,03 S/Gln), Petróleo Industrial N°6 (-0,26 S/Gln) y Petróleo Industrial N°500 (-0,28 S/Gln), respecto de sus precios de la semana anterior.

## **2. PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES**

### **2.1. Procedimiento de Cálculo de los Precios de Referencia de Combustibles**

Con fecha 01.07.2021 se aprobó la Norma “Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo” mediante la Resolución del Consejo Directivo de OSINERGMIN N° 174-2021-OS/CD. Asimismo, con Resolución de Consejo Directivo 156-2024-OS/CD fueron establecidas las últimas modificaciones al mencionado procedimiento.

Los Precios de Referencia (PR) de Combustibles Líquidos determinados por el Osinergmin, cuya metodología de cálculo se grafica en el Anexo N° 2, tienen como base conceptual lo siguiente:

- ✓ Representan costos de eficiencia para la sociedad.
- ✓ Son los costos de oportunidad que la sociedad tendría que pagar para adquirir un combustible que satisface las exigencias impuestas a los combustibles nacionales.
- ✓ Introducen las eficiencias que se obtendrían en un Mercado Competitivo.
- ✓ No está limitado al Corto Plazo.
- ✓ Se usan como referencia en un mercado competitivo. En el Perú los precios se rigen por la Oferta y Demanda (Art. 77° Ley Orgánica de Hidrocarburos).

En el Procedimiento se definen dos tipos de precios de referencia: Precio de Referencia de Importación (PR1) y Precio de Referencia de Exportación (PR2). Sin embargo, a la fecha corresponde publicar únicamente los PR1.

Cabe indicar que el Precio de Referencia es un cálculo teórico, y no tiene que coincidir con el precio de realización o precio real de importación o exportación.

#### **Precio de Referencia de Importación (PR1)**

El Precio de Referencia 1 (PR1): Es el Precio de Referencia Ex - Planta sin impuestos, que refleja una operación eficiente de importación desde el mercado relevante. Se determina considerando el precio del producto marcador en el mercado relevante con el ajuste de calidad requerido; al cual se le adiciona el flete marítimo, seguro, arancel, gastos de importación, gastos de recepción, almacenamiento y despacho, alícuota y sobreestadias.

#### **Precio de Referencia de Exportación (PR2)**

El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

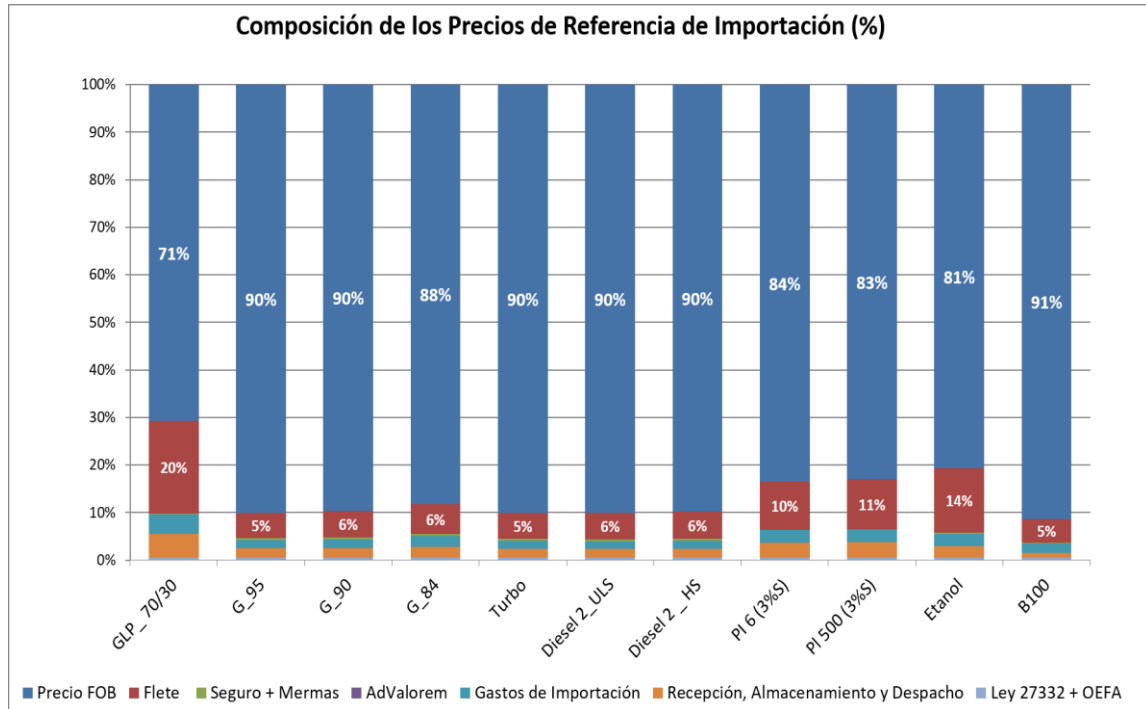
## **2.2. Composición de los Precios de Referencia de Importación de Combustibles**

El cálculo de cada uno de los componentes de los Precios de Referencia de Importación se realiza siguiendo la metodología detallada en el Procedimiento aprobado por la Resolución Osinergmin 174-2021-OS/CD<sup>4</sup> y sus respectivas modificaciones, establecidas con Resolución de Consejo Directivo 156-2024-OS/CD.

De acuerdo con la mencionada metodología, la composición porcentual de los Precios de Referencia de Combustibles, durante el periodo comprendido entre el 18/06/2026 y el 02/07/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

<sup>4</sup>[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Osinergmi-174-2021-OS-CD-EP.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinergmi-174-2021-OS-CD-EP.pdf)

**GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 06-07-26, en %**



**Fuente:** Osinerghmin

*Elaboración: Propia*

El mercado relevante para la determinación de los precios de referencia de las gasolinas, diésel, turbo, petróleos industriales y etanol es la Costa del Golfo de Estados Unidos; y Mont Belvieu para el GLP. El Precio FOB y el Flete desde el mercado relevante al Callao, son los componentes que tienen un mayor impacto en el comportamiento de los precios de referencia de los combustibles.

En la Gráfica N° 3, se aprecia que el Precio FOB se ubicó en 71% del precio de referencia del GLP, 81% y 91% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, 84% y 83% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 88% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio FOB incluye la tarifa "Terminalling" del GLP; el descuento por concepto de RVO, aplicado al precio de las Gasolinas y Diésel 2; y los ajustes de calidad para las Gasolinas, Diésel y Residual 500.

A continuación, se presenta una descripción del cálculo del Precio FOB de los Combustibles, indicando los valores obtenidos para cada uno de sus componentes al 06 de julio de 2026.

Los precios de los productos marcadores, el *terminalling*, el descuento por RVO y los ajustes de calidad corresponden al promedio de las diez últimas cotizaciones diarias publicadas por Argus.

#### **a. Precio FOB del GLP**

- **Precio del Producto Marcador:** Fue determinado, considerando la mezcla típica del GLP comercializado en nuestro país, cuya composición propano/butano es de 70%/30%.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

- **Terminalling:** Calculado en base al promedio de las 10 últimas cotizaciones de la proporción de mezcla del *terminalling* de propano y butano refrigerados publicadas por Argus. Dicho valor de la tarifa del GLP ajustado a temperatura ambiente es igual a 3,57 cent\$/galón equivalente a 1,50 US\$/Bl.

**b. Precios FOB de las Gasolinas:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para la Gasolina Premium corresponde al precio waterborne sin RVO, calculado a partir de la mezcla de las gasolinas CBOB 97 y CBOB 93; mientras que, para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos, es el precio waterborne sin RVO de la gasolina CBOB 87.
- **Descuento por RVO:** Está incluido en el precio del producto marcador. Su valor asciende en promedio a 15,78 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,00 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,84 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,88 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -10,13 US\$/Bl para la Gasolina de 84 octanos.

**c. Precio FOB del Diésel:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para el Diésel de bajo contenido de azufre, se toma el precio waterborne sin RVO del Ultra Sulfur Diésel. Para el Diésel con alto contenido de azufre, se considera el precio waterborne sin RVO del Ultra Sulfur Diésel más un ajuste de calidad por contenido de azufre.
- **Descuento por RVO:** Está incluido en el precio del producto marcador. Su valor promedio asciende a 15,78 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por Cetano:** No se requieren dado que el producto marcador y el diferencial *export cargo* seleccionados para Diésel con alto contenido de azufre y Diésel de bajo contenido de azufre se encuentran en especificación.
- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -3,79 US\$/Bl aplicable al Precio FOB del Diésel con alto contenido de azufre.

**d. Precio FOB de los Petróleos Industriales:**

- **Precio del Producto Marcador:** Para el Residual 6 y Residual 500, se considera el precio waterborne del Fuel Oil N° 6 con 3% S.
- **Ajuste de Calidad por Viscosidad:** Se determinó un ajuste de -2,76 US\$/Bl para el Petróleo Industrial 500.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

Los resultados del cálculo del Precio FOB y de los demás componentes que forman parte de los Precios de Referencia de Combustibles, se muestran en la Tabla N° 1.

**Flete Marítimo**

Desde la vigencia de la Resolución Osinergmin N° 156-2024-OS/CD, que aprueba los cambios en la metodología de cálculo de precios de referencia, se ha incorporado como parte del flete marítimo los costos por demoras en el tránsito del Canal de Panamá en el Precio de Referencia de Importación de los combustibles, el mismo que será reemplazado por el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, cuyo indicador es publicado por Argus, cuando se superen los seis (06) días de demora.

En ese contexto, considerando que las demoras reportadas superaron el umbral desde las cotizaciones del 01 hasta el 5 de junio consideradas en el presente reporte, los valores de flete utilizados para la presente semana incorporan, según corresponda a cada periodo diario, el costo por demora reportado por Argus o el costo asociado a la priorización del cruce por el Canal de Panamá mediante subastas. Como resultado, los costos considerados ascienden a 0,53 US\$/BI para el GLP, 0154 US\$/BI para las gasolinas y 1,34 US\$/BI para el Diésel y el Turbo.

**Gastos de Importación**

Como resultado de la evaluación anual del comportamiento de los Precios de referencia de Combustibles Derivados del Petróleo y Biocombustibles del año 2025, a que se refiere el numeral 2.2.5 del artículo 2 de la Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH, que aprueba los Lineamientos del Minem, se actualizaron algunos parámetros para el cálculo de los gastos de importación:

- a. **Tasa de Carta de crédito:** Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.
- b. **Gastos de Inspección:** Diésel (0,04%), Etanol (0,20%), Gasolinas (0,05%), GLP (0,04%), Residuales (0,02%), Turbo (0,03%) y Biodiesel B100 (0,06%).
- c. **Gastos de Puerto:** Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (7,99 US\$/TM).
- d. **Sobreestadias:** Diésel (0,15 US\$/BI), GLP (1,34 US\$/BI) y Gasolinas (0,11 US\$/BI).

**TABLA N° 1: Composición de los Precios de Referencia de Importación de Combustibles**

Fecha de Publicación : 6-Jul-26

**PR1 : Precio de Referencia que refleja una operación eficiente de importación desde el Mercado Relevante**

| PR1 - US\$/BI                         | GLP 70/30    | Gasolina Premium | Gasolina Regular | Gasolina 84   | Turbo         | Diésel 2 Bajo Azufre | Diésel 2 Alto Azufre | Petróleo Industrial 6 (3%S) | Petróleo Industrial 500 (3%S) | Alcohol Carburante | B100          |
|---------------------------------------|--------------|------------------|------------------|---------------|---------------|----------------------|----------------------|-----------------------------|-------------------------------|--------------------|---------------|
| <b>Precio FOB</b>                     | 33,10        | 110,54           | 104,66           | 92,65         | 115,12        | 117,80               | 114,01               | 63,53                       | 60,77                         | 81,68              | 203,87        |
| Precio Marcador                       | 31,60        | 111,54           | 103,62           | 103,62        | 115,12        | 117,80               | 117,80               | 63,53                       | 63,53                         | 81,68              | 203,87        |
| Ajuste de Calidad                     |              | -1,00            | 1,04             | -10,97        |               |                      | -3,79                |                             | -2,76                         |                    |               |
| Terminalling                          | 1,50         |                  |                  |               |               |                      |                      |                             |                               |                    |               |
| <b>Flete Marítimo</b>                 | 9,18         | 6,50             | 6,50             | 6,50          | 6,92          | 7,23                 | 7,23                 | 7,73                        | 7,73                          | 13,71              | 11,03         |
| Seguro                                | 0,04         | 0,33             | 0,31             | 0,28          | 0,05          | 0,20                 | 0,20                 | 0,03                        | 0,03                          | 0,02               | 0,04          |
| Mermas                                | 0,00         | 0,26             | 0,25             | 0,22          | 0,59          | 0,38                 | 0,36                 | 0,00                        | 0,00                          | 0,23               | 0,23          |
| <b>Valor CIF</b>                      | 42,32        | 117,63           | 111,73           | 99,65         | 122,67        | 125,60               | 121,79               | 71,29                       | 68,53                         | 95,64              | 215,17        |
| Advalorem                             |              |                  |                  |               |               |                      |                      |                             |                               |                    |               |
| Gastos de Importación                 | 1,94         | 2,07             | 2,03             | 2,36          | 2,21          | 2,11                 | 2,09                 | 2,01                        | 1,99                          | 2,59               | 4,39          |
| Recepción, Almacenamiento y Despacho  | 2,36         | 2,38             | 2,38             | 2,38          | 2,38          | 2,38                 | 2,38                 | 2,38                        | 2,38                          | 2,42               | 2,43          |
| Ley 27332 + OEFA                      | 0,21         | 0,65             | 0,62             | 0,57          | 0,56          | 0,66                 | 0,64                 | 0,38                        | 0,38                          | 0,53               | 0,98          |
| <b>Precio de Referencia Ex-Planta</b> | <b>46,83</b> | <b>122,73</b>    | <b>116,76</b>    | <b>104,96</b> | <b>127,82</b> | <b>130,76</b>        | <b>126,90</b>        | <b>76,06</b>                | <b>73,27</b>                  | <b>101,19</b>      | <b>222,97</b> |

(1) Los cálculos se han efectuado conforme a la Resolución Directoral N° 244-2020-MEM/DGH y Resolución de Consejo Directivo N° 174-2021-OS/CD

(2) PR1: Son Precios Netos Ex-Planta, sin incluir Impuestos (ISC, IGV, Rodaje), ni gastos de Gestión Comercial.

(3) Para el Diésel de alto azufre, se aplica un ajuste de calidad por contenido de azufre.

(4) El advalorem del etanol, se actualizará de acuerdo con el origen de las importaciones al Perú y los convenios internacionales vigentes.

(5) Para el ajuste por octanaje de las Gasolinas Regular y de 84 octano se usan los índices de octano de las Gasolinas Base. Se incluye un ajuste de calidad por RVP para todas las gasolinas.

(6) En el precio de referencia del GLP se considera la proporción de mezcla Propano/Butano = 70/30

(7) Los precios de los marcadores del diésel y gasolinas consideran un descuento por RVO.

(8) Las Gasolinas de alto octanaje se han formulado como una proporción de mezcla de las Gasolinas CBOB de la Costa del Golfo.

(9) El Precio de Referencia del Diesel BX, ha sido calculado considerando los porcentajes de Diésel y Biodiesel B100 utilizados en la mezcla.

(10) El Precio de Referencia de los Gasoholes, ha sido calculado considerando los porcentajes de Gasolina y Etanol utilizados en la mezcla.

### 2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

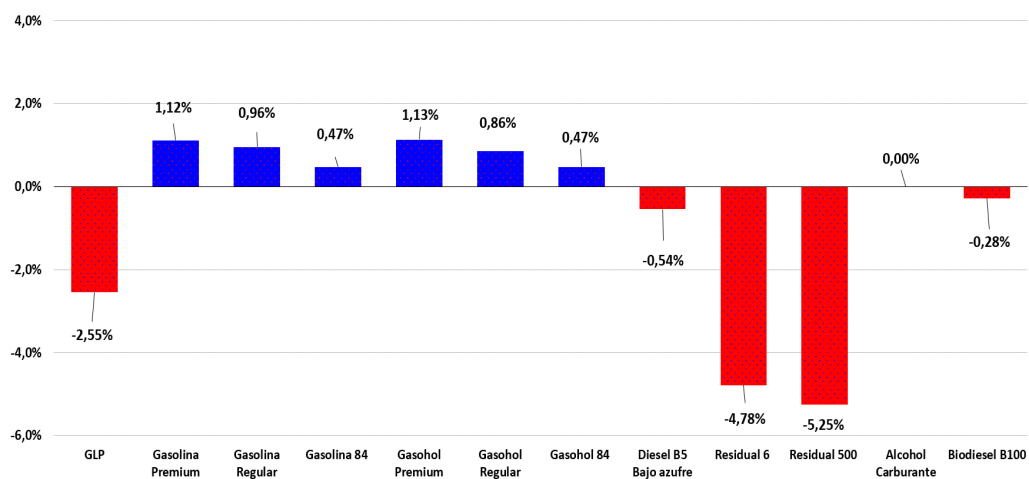
**TABLA N° 2:** Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

| PRODUCTOS                | OSINERGMIN          |                     |                |
|--------------------------|---------------------|---------------------|----------------|
|                          | Precios<br>06/07/26 | Precios<br>29/06/26 | Variación<br>% |
| GLP                      | 1,91                | 1,96                | -2,55%         |
| Gasolina Premium         | 9,96                | 9,85                | 1,12%          |
| Gasolina Regular         | 9,48                | 9,39                | 0,96%          |
| Gasolina 84              | 8,52                | 8,48                | 0,47%          |
| Gasohol Premium          | 9,83                | 9,72                | 1,13%          |
| Gasohol Regular          | 9,38                | 9,30                | 0,86%          |
| Gasohol 84               | 8,50                | 8,46                | 0,47%          |
| Diesel B5<br>Bajo azufre | 10,99               | 11,05               | -0,54%         |
| Residual 6               | 6,17                | 6,48                | -4,78%         |
| Residual 500             | 5,95                | 6,28                | -5,25%         |
| Alcohol Carburante       | 8,21                | 8,21                | 0,00%          |
| Biodiesel B100           | 18,10               | 18,15               | -0,28%         |

(\*) El precio del GLP considera la proporción de mezcla Propano/Butano=70/30 y se indica en Soles/kg.

**GRÁFICA N° 4:** Variación PR Combustibles OSINERGMIN

#### Variación Semanal de Precios de Referencia de Combustibles





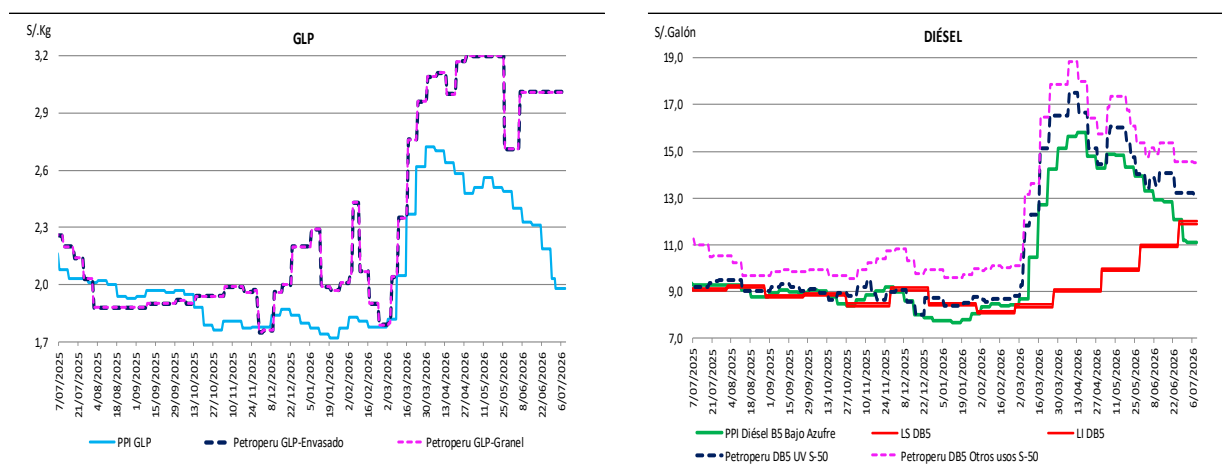
### 3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

**TABLA N° 3:** Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU

| PRODUCTOS         | Soles/galón      |                  |                  |          |                   |              |
|-------------------|------------------|------------------|------------------|----------|-------------------|--------------|
|                   | PETROPERU        |                  |                  |          |                   |              |
|                   | A                | B                | A/B-1            |          | PN vs.            | PN vs.       |
|                   | Precio Neto (PN) | Precio Neto (PN) | Var% Precio Neto | PR1 + MC | (PR1 + MC) S./Gln | (PR1 + MC) % |
|                   | 07/07/26         | 03/07/26         | 06/07/26         | 06/07/26 | 06/07/26          | 06/07/26     |
| Gasolina Premium  | 11,30            | 11,56            | -2,2%            | 10,15    | 1,15              | 11,3%        |
| Gasolina Regular  | 10,98            | 10,88            | 0,9%             | 9,67     | 1,31              | 13,5%        |
| Gasohol Premium   | 11,09            | 11,36            | -2,4%            | 10,02    | 1,07              | 10,7%        |
| Gasohol Regular   | 10,94            | 10,85            | 0,8%             | 9,57     | 1,37              | 14,3%        |
| Diesel B5 UV S-50 | 13,18            | 13,21            | -0,2%            | 11,12    | 2,06              | 18,5%        |
| Residual 6        | 12,32            | 12,58            | -2,1%            | 6,36     | 5,96              | 93,7%        |
| Residual 500      | 12,05            | 12,33            | -2,3%            | 6,14     | 5,91              | 96,3%        |

### 4. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES, PRECIOS DE VENTA LOCAL Y BANDA DE PRECIOS.

**GRAFICA N° 5:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón

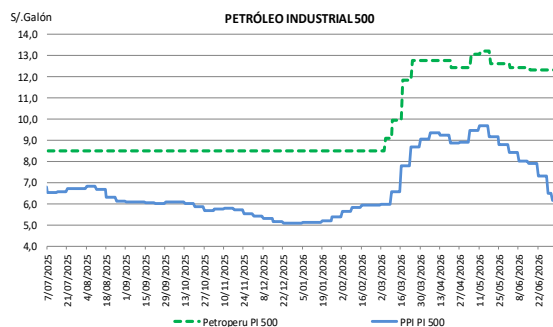
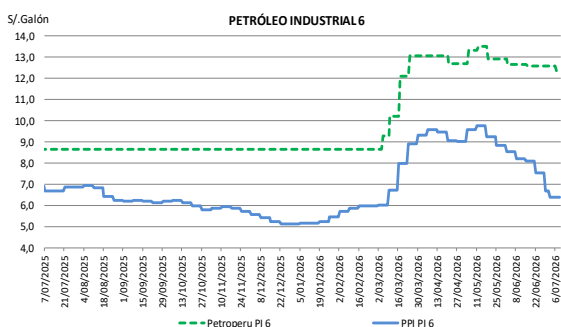
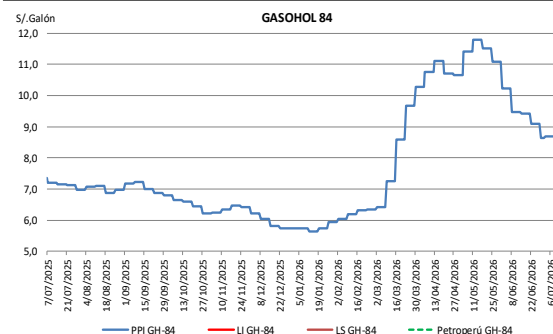
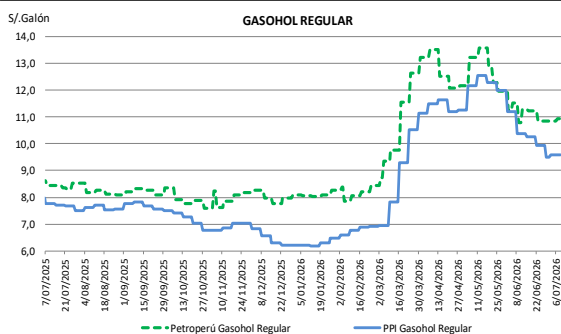
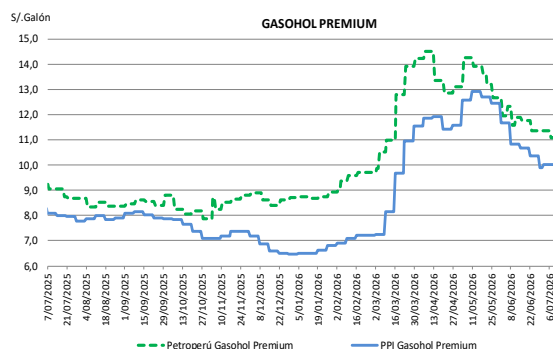
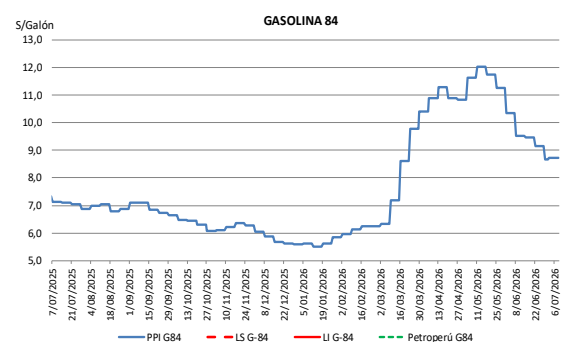
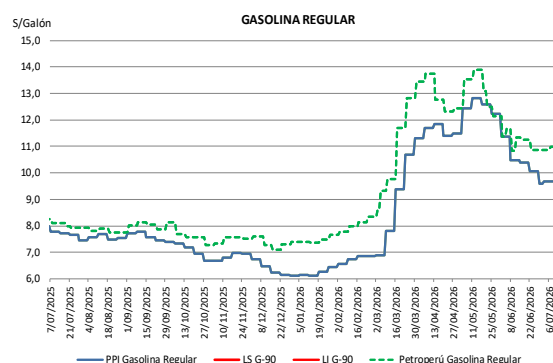
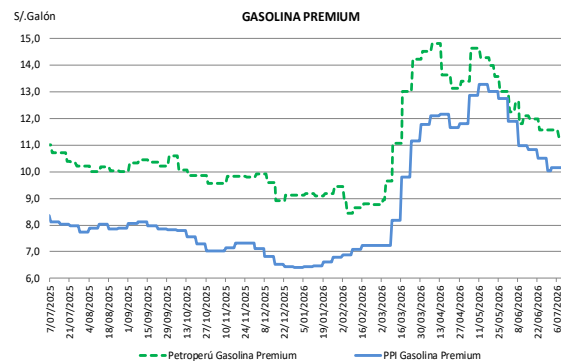


Fuentes: Osinerghmin y Petroperú\*

\* Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.

**Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural**

**GRAFICA N° 6: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón**

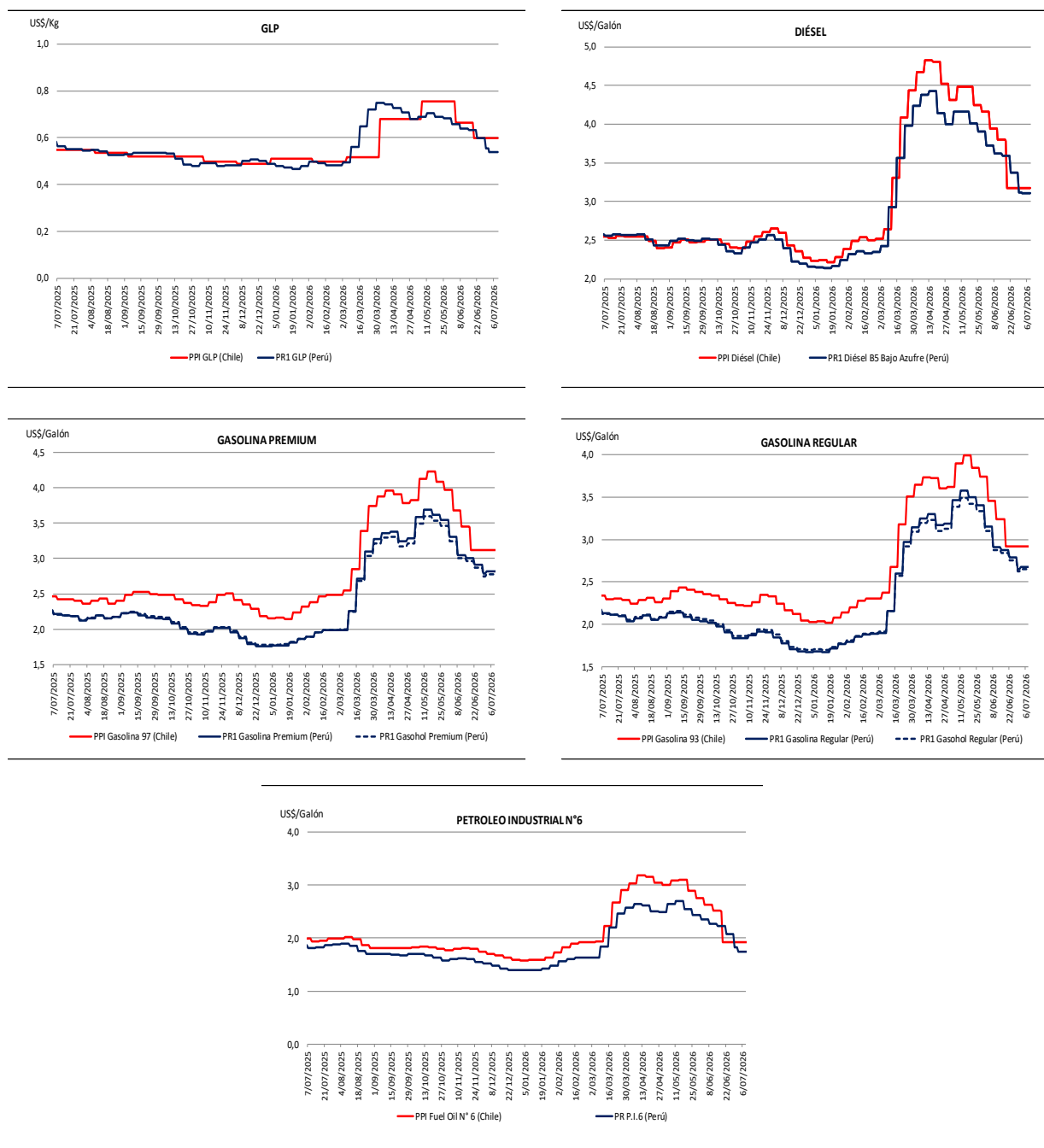


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural

## 5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

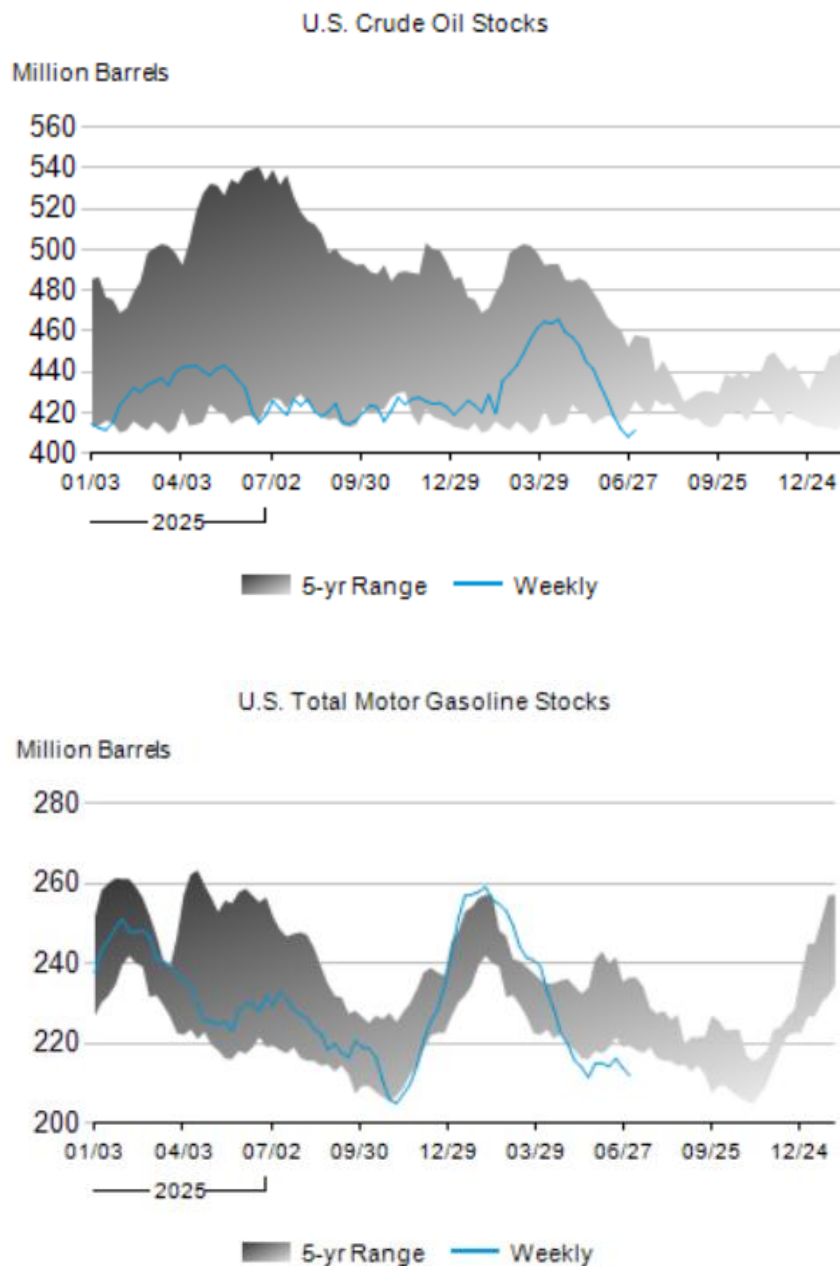
**GRAFICA N° 7:** Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

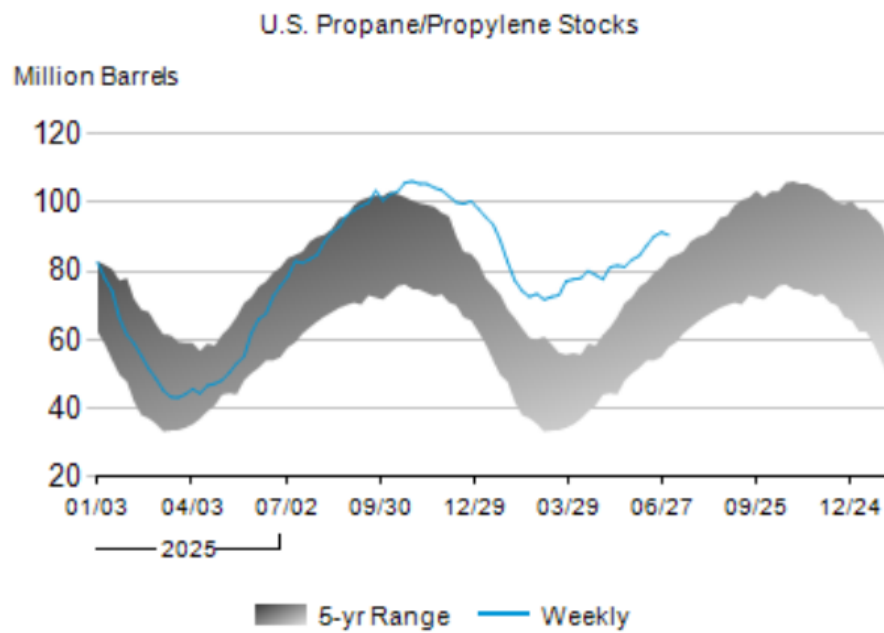
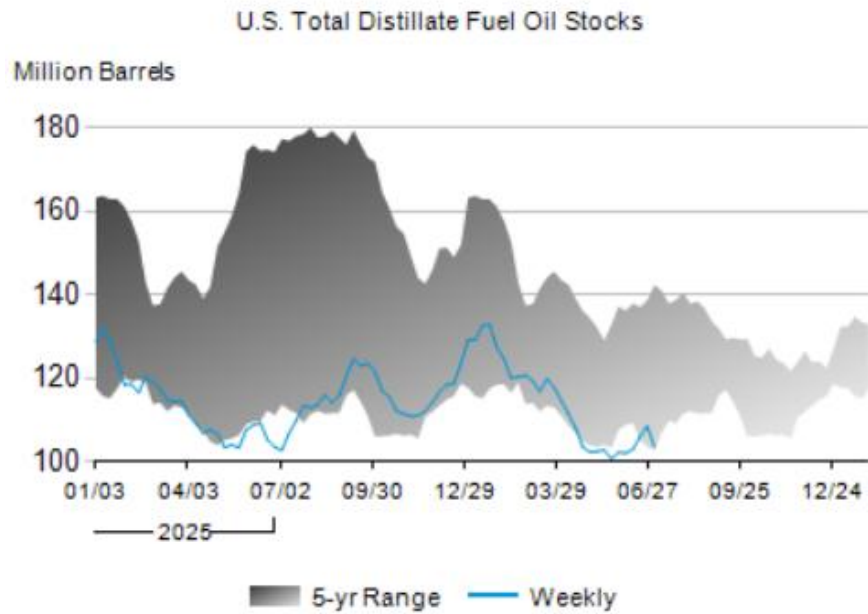
**ANEXO N° 1<sup>5</sup>**



<sup>5</sup>Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).

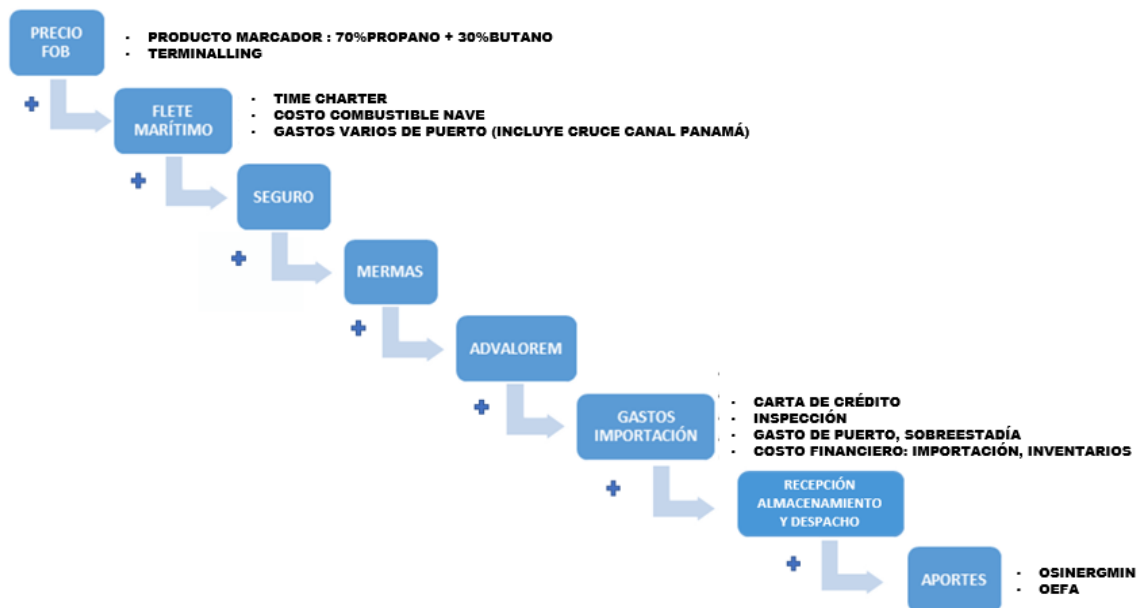


Gerencia de Regulación de Tarifas  
División de Gas Natural



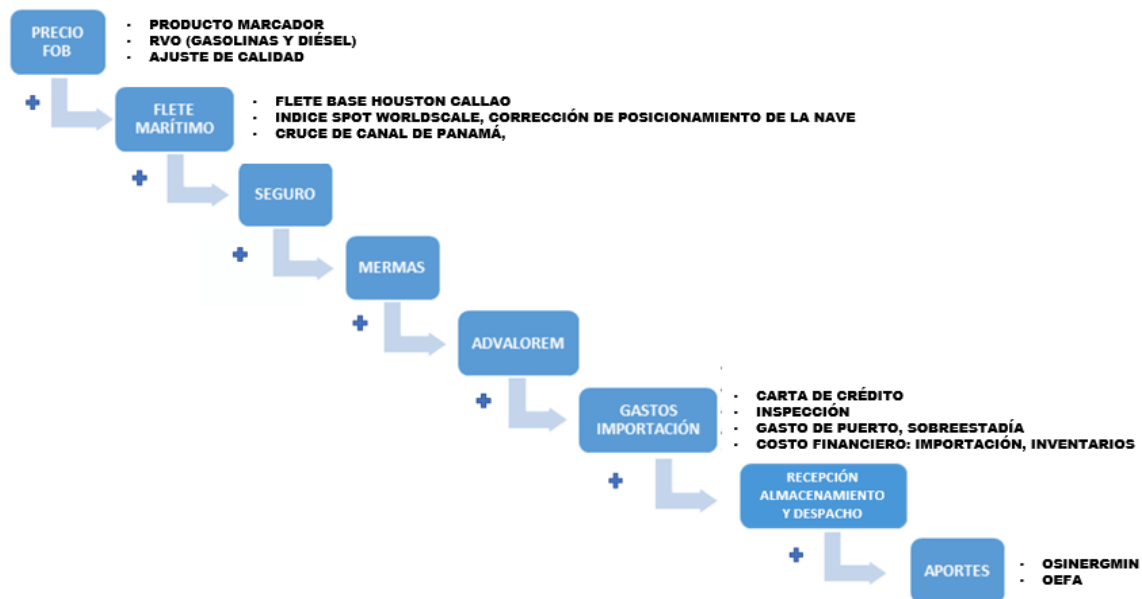
## ANEXO N° 2

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PR1) del GLP



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

### Estructura del Precio de Referencia de Importación (PR1) de los Combustibles Líquidos



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

Mayor información sobre los criterios metodológicos se puede encontrar en la siguiente dirección web:

[https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro\\_documental/gart/precios\\_referencia\\_banda\\_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf](https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Informe-Tecnico-479-2021-GRT.pdf)