

INFORME N° PR-22-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 01/06/2026

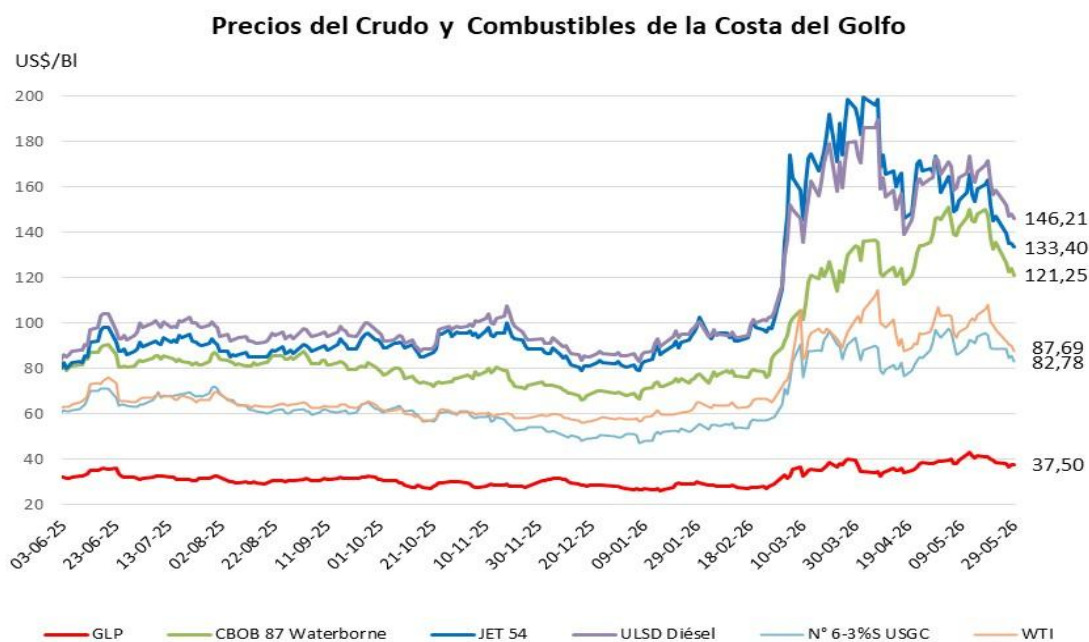
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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.

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

¹Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.

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 mundial² 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 evaluación³, el precio del crudo WTI se ubicó en 87,69 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 121 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 133 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 37,50 US\$/Bl.

En las semanas del 15.05.2026 al 29.05.2026, los principales factores que incidieron en la variación de los precios del petróleo crudo y combustibles fueron los siguientes:

- **El descenso de los inventarios de crudo, gasolinas, destilado medio y propano, al 22 de mayo del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 3,3 millones de barriles alcanzando los 441,7 millones de barriles, ubicándose en un -2% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas disminuyeron en 2,6 millones de barriles, reportando un total de 211,6 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción cayeron en 2,1 millones de barriles, ubicándose en 100,8 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano decrecieron en 0,38 millones de barriles, registrando un nivel de 81,19 millones de barriles.

² Reflejo de las cifras macroeconómicas de China, Estados Unidos y algunos países de Europa.

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

- **EE.UU. e Irán avanzan hacia una posible tregua de 60 días, aunque la reapertura plena del Estrecho de Ormuz sigue definiendo el riesgo petrolero**

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

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

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.

Así, el conflicto entre EE. UU. e Irán pasó de un diálogo estancado a una confrontación abierta, luego a treguas tácticas y, más recientemente, a una negociación avanzada pero todavía incompleta. La última semana de mayo marcó un giro bajista para el petróleo, porque el mercado empezó a descontar una extensión de la tregua, un tránsito más ordenado por Ormuz y una menor probabilidad de interrupción extrema. Sin embargo, la desescalada de precios aún no puede considerarse definitiva dado que Trump no había aprobado formalmente el memorando, Irán seguía defendiendo margen de maniobra sobre su programa nuclear, EE.UU. mantenía sanciones y acciones militares puntuales, y el estrecho de Ormuz continuaba condicionado por seguridad marítima, posibles minas, escoltas navales y verificación operativa. En consecuencia, el riesgo sobre crudo y derivados se redujo frente al pico de tensión de semanas anteriores, pero sigue elevado mientras no exista un acuerdo firmado, verificable y acompañado de una normalización física sostenida del tránsito energético por el Estrecho de Ormuz.

- **Escalada Israel–Hezbollah presiona la negociación EE.UU.–Irán y eleva el riesgo regional**

Israel profundizó sus operaciones contra Hezbollah en el Líbano pese al alto el fuego vigente. El 25 de mayo, Netanyahu afirmó que Israel intensificaría los ataques contra Hezbollah, mientras un funcionario estadounidense advirtió que el conflicto podía amenazar las negociaciones con Irán. El 26 de mayo, Reuters reportó más de 120 ataques aéreos israelíes en el Líbano, uno de los bombardeos más intensos en semanas, y una ampliación de las operaciones terrestres.

La noticia no es independiente de la negociación EE.UU.–Irán, porque Hezbollah es un aliado clave de Irán y funciona como frente de presión regional. La escalada en el Líbano redujo expectativas de desescalada amplia en Medio Oriente y reintrodujo prima geopolítica sobre el precio del petróleo. El 31 de mayo, el Brent subió 2,37% hasta US\$ 93,28/barril y el WTI subió 2,71% hasta US\$ 89,73/barril, luego de que Israel profundizara su incursión. No obstante, su impacto podría ser temporal si la escalada queda contenida en el Líbano; pero podría trascender y afectar directamente la negociación EE. UU.–Irán si este último endurece su posición, condiciona la desescalada regional al cese de ataques israelíes o vincula la reapertura segura de Ormuz con garantías más amplias de seguridad regional.

- **Exenciones al petróleo ruso ampliaron la oferta disponible de combustibles**

El 19 de mayo de 2026, el Reino Unido abrió una excepción a sus sanciones y permitió seguir importando diésel y combustible de aviación refinados en terceros países a partir de crudo ruso, especialmente desde centros como India y Turquía. La medida postergó una prohibición previamente anunciada y fue justificada como una respuesta de seguridad energética ante la presión de precios y las disrupciones asociadas al conflicto con Irán y al Estrecho de Ormuz.

La decisión no implica importar directamente crudo ruso, sino aceptar derivados procesados fuera de Rusia con materia prima rusa. En la práctica, aumentó la disponibilidad efectiva de destilados medios, principalmente diésel y jet fuel (aviación), combustibles críticos para transporte terrestre, aviación y logística. Por ello, su efecto fue bajista para derivados, al reducir el riesgo de escasez en un mercado tensionado, aunque generó críticas porque puede debilitar la presión económica sobre Rusia.

En paralelo, el 18 de mayo de 2026, EE.UU. extendió por 30 días una exención de sanciones para compras de petróleo ruso transportado por mar, orientada a países “energéticamente vulnerables” y aplicable a cargamentos ya embarcados. La vigencia se extendió hasta el 17 de junio de 2026. No obstante, Reuters advirtió el 20 de mayo que el impacto sobre las exportaciones rusas sería limitado, porque los embarques ya operaban cerca de sus restricciones logísticas. En balance, ambas medidas ampliaron oferta disponible y moderaron precios, pero con efecto temporal y acotado.

- **Ucrania intensifica ataques a infraestructura petrolera rusa y mantiene elevada la prima de riesgo energético**

Durante enero–mayo de 2026, Ucrania duplicó sus ataques contra refinerías rusas frente al mismo periodo de 2025. Reuters reportó que los drones ucranianos dejaron fuera de servicio

alrededor de 700 mil bpd de capacidad de refinación en 16 refinerías, frente a ocho refinerías afectadas en igual periodo del año anterior. La campaña alcanzó instalaciones clave como Kirishi, Ryazan, NORSI, Tuapse, Perm, Syzran, Novokuibyshevsk y Moscú, afectando la producción rusa de gasolina, diésel y otros derivados.

La actualización más reciente trasladó la presión hacia el sur y centro de Rusia. Tras el ataque del 29 de mayo, la refinería de Volgogrado de Lukoil suspendió el procesamiento de crudo; la planta procesó cerca de 99 millones de barriles en 2024, equivalentes a aproximadamente 270 mil bpd, alrededor del 5% del total ruso. Asimismo, produjo aproximadamente 45 millones de barriles de diésel, 16 millones de barriles de gasolina y 4,4 millones de barriles de fuel oil. Además, entre el 30 y 31 de mayo, drones ucranianos golpearon infraestructura energética en Taganrog, Armavir, Saratov, una estación de bombeo de oleoducto, una refinería y un depósito de combustible, confirmando que la campaña sigue activa y elevando el riesgo sobre exportaciones rusas de crudo y derivados.

- **Señales de menor demanda global moderaron el alza del petróleo**

Las señales de demanda introdujeron un contrapeso bajista frente a la prima geopolítica generada por Oriente Medio. Aunque el mercado seguía dominado por Ormuz, EE.UU.-Irán y los recortes forzados del Golfo, los indicadores de consumo comenzaron a mostrar menor capacidad para sostener precios elevados por mucho tiempo.

El ajuste más relevante provino de las proyecciones internacionales. El 13 de mayo, la AIE recortó su previsión de crecimiento de demanda para 2026 en 420 mil bpd, mientras la OPEP redujo su estimación en 200 mil bpd, hasta 1,17 millones de bpd de crecimiento. Estos recortes reforzaron la percepción de un mercado menos dinámico por altos precios, tensiones comerciales y menor actividad económica.

China fue el principal foco de debilidad física. En abril de 2026, sus importaciones y procesamiento de crudo cayeron en 2,4 millones de bpd, hasta 9,25 millones de bpd, el menor nivel desde julio de 2022. Además, las refinerías independientes de Shandong operaron cerca de 50% de capacidad, afectadas por márgenes negativos y demanda interna débil.

Sin embargo, la lectura para combustibles fue mixta. China restringió exportaciones de gasolina, diésel y jet fuel, reduciendo la oferta regional y sosteniendo precios en Asia. A la vez, India trasladó parte del shock internacional a su mercado interno, con refinerías estatales elevando precios de gasolina y diésel entre 3% y 4%, por primera vez desde marzo de 2024.

En balance, la desaceleración de la demanda global no logró revertir la presión alcista provocada por Ormuz y los riesgos de oferta, pero sí limitó el avance del crudo. El mercado empezó a descontar que precios demasiado altos podían destruir demanda, especialmente en China e India, mientras la menor disponibilidad regional de refinados evitó una corrección más profunda en combustibles.

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° 012-2026-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 01 de mayo de 2026 hasta el 25 de junio de 2026.
- Mediante la Resolución N° 014-2026-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 29 de mayo de 2026 hasta el jueves 25 de junio de 2026.
- Teniendo en cuenta las Bandas de Precios y los Márgenes Comerciales de los combustibles establecidos mediante la resolución de la Gerencia de Regulación Tarifaria Osinergmin N° 014-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 2 de junio de 2026 hasta el lunes 08 de junio de 2026.
- El día 02.06.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles. En dicha lista se registraron variaciones en los precios de la Gasolina Premium (-0,75 S/Gln), Gasolina Regular (-0,79 S/Gln), Gasohol Premium (-0,72 S/Gln), Gasohol Regular (-0,72 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,58 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,58 S/Gln), Petróleo Industrial N°6 (-0,23 S/Gln) y Petróleo Industrial N°500 (-0,21 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.
- ✓ Introdúcen 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)

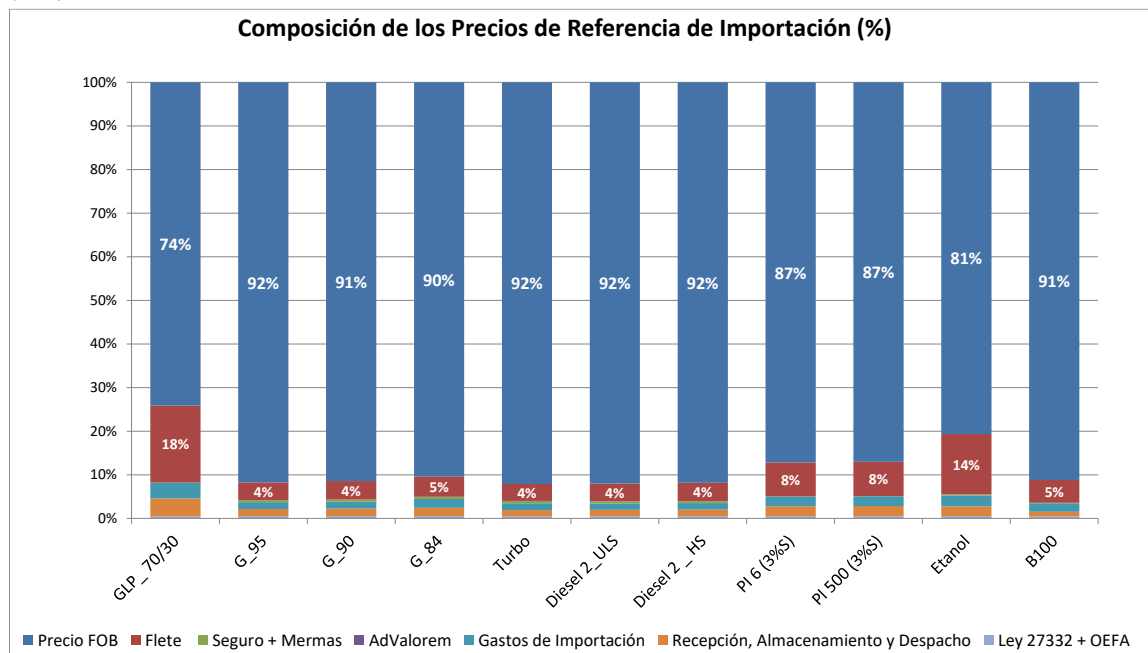
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 Osinermin 174-2021-OS/CD⁴ 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 15/05/2026 y el 29/05/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 01-06-26, en %



Fuente: Osinermin

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 75% del precio de referencia del GLP, 81% y 91% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, 87% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 90% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio FOB incluye la tarifa "Terminalling" del GLP; el

⁴https://www.osinermin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinermin-174-2021-OS-CD-EP.pdf

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 01 de junio 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%.
- **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 7,27 cent\$/galón equivalente a 3,05 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 14,01 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,09 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,92 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 2,01 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -10,82 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 14,01 US\$/Bl.

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

- **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 -4,17 US\$/BI 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 -1,22 US\$/BI para el Petróleo Industrial 500.

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 Osinerghmin 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 6 días de demora. En virtud que esto último no ha ocurrido, los valores de fletes para la presente semana consideran únicamente los costos de demoras reportados por Argus y que ascienden a 0,53 US\$/BI para el GLP; 0,38 US\$/BI para las gasolinas y 0,38 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:

- Tasa de Carta de crédito:** Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.
- 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%).
- Gastos de Puerto:** Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (7,99 US\$/TM).
- 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 : 1-Jun-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
Precio FOB	42,12	131,62	125,35	112,51	147,07	145,80	141,63	89,15	87,92	87,28	206,87
Precio Marcador	39,07	132,71	124,26	124,26	147,07	145,80	145,80	89,15	89,15	87,28	206,87
Ajuste de Calidad		-1,09	1,09	-11,74			-4,17		-1,22		
Terminalling	3,05										
Flete Marítimo	10,02	5,81	5,81	5,81	6,20	6,50	6,50	7,96	7,96	14,99	11,90
Seguro	0,05	0,38	0,37	0,33	0,06	0,25	0,24	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,31	0,30	0,27	0,74	0,46	0,44	0,00	0,00	0,24	0,23
Valor CIF	52,19	138,13	131,82	118,92	154,07	153,01	148,82	97,14	95,92	102,53	219,05
Advalorem											
Gastos de Importación	2,02	2,21	2,17	2,55	2,50	2,30	2,27	2,25	2,25	2,70	4,43
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	0,25	0,74	0,72	0,66	0,70	0,78	0,76	0,50	0,50	0,57	1,00
Precio de Referencia Ex-Planta	56,82	143,46	137,08	124,51	159,65	158,47	154,23	102,27	101,05	108,22	226,90

(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.

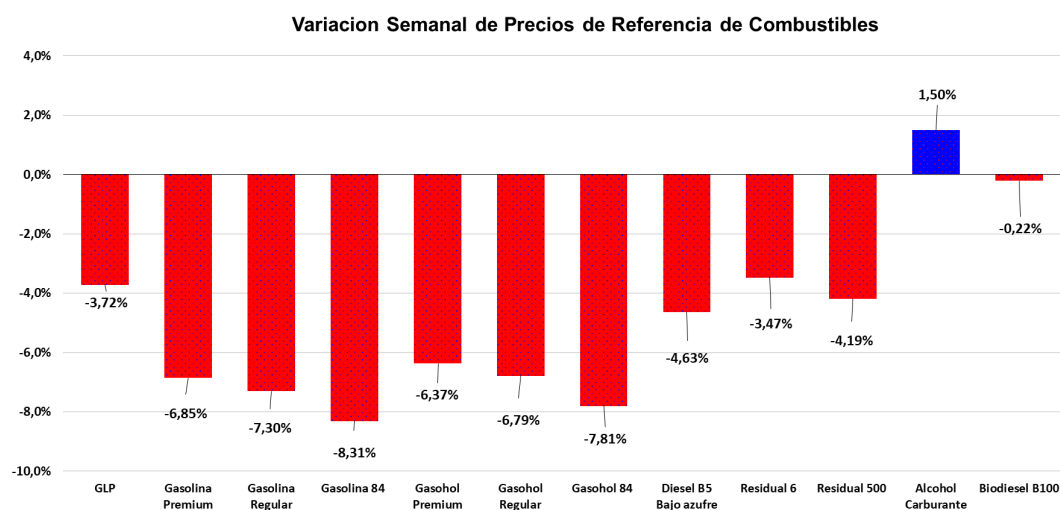
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 01/06/26	Precios 25/05/26	Variación %
GLP	2,33	2,42	-3,72%
Gasolina Premium	11,69	12,55	-6,85%
Gasolina Regular	11,17	12,05	-7,30%
Gasolina 84	10,15	11,07	-8,31%
Gasohol Premium	11,47	12,25	-6,37%
Gasohol Regular	10,99	11,79	-6,79%
Gasohol 84	10,04	10,89	-7,81%
Diesel B5	13,19	13,83	-4,63%
Bajo azufre			
Residual 6	8,34	8,64	-3,47%
Residual 500	8,24	8,60	-4,19%
Alcohol Carburante	8,82	8,69	1,50%
Biodiesel B100	18,49	18,53	-0,22%

(*) 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



Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural

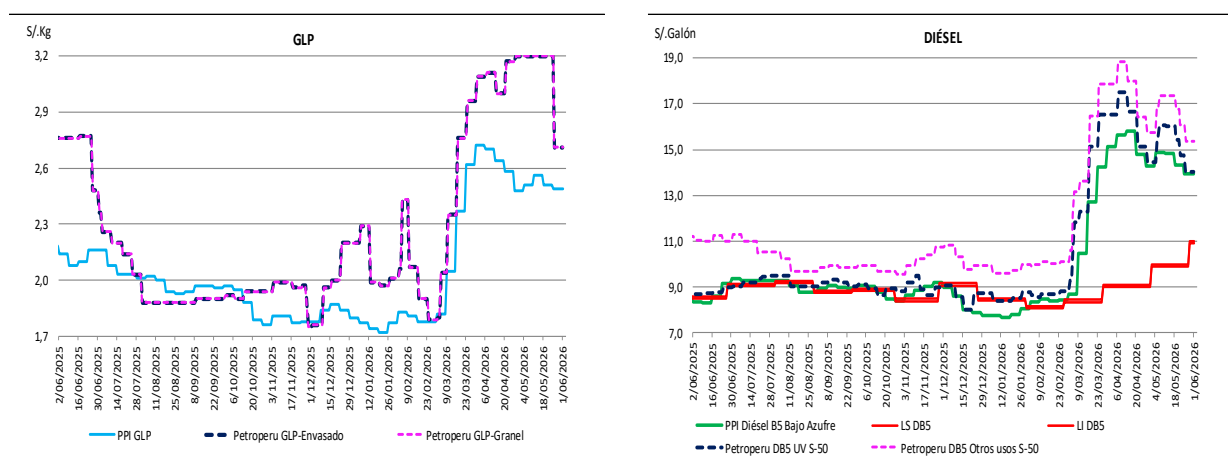
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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

PRODUCTOS	PETROPERU					
	Soles/galón					
	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) %
	02/06/26	29/05/26	01/06/26	01/06/26	01/06/26	01/06/26
Gasolina Premium	12,23	13,02	-6,1%	11,88	0,35	2,9%
Gasolina Regular	11,36	12,15	-6,5%	11,36	0,00	0,0%
Gasohol Premium	11,94	12,66	-5,7%	11,66	0,28	2,4%
Gasohol Regular	11,23	11,95	-6,0%	11,18	0,05	0,4%
Diesel B5 UV S-50	13,44	14,02	-4,1%	13,32	0,12	0,9%
Residual 6	12,66	12,89	-1,8%	8,53	4,13	48,4%
Residual 500	12,41	12,62	-1,7%	8,43	3,98	47,2%

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

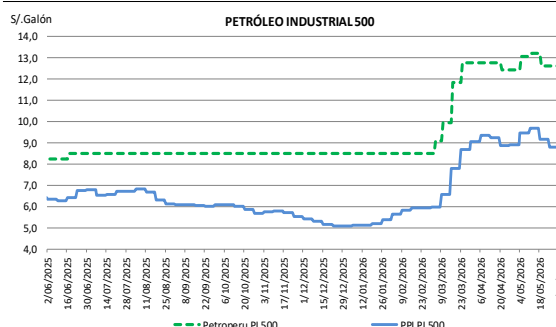
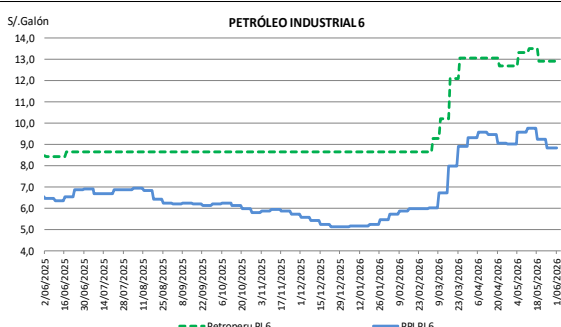
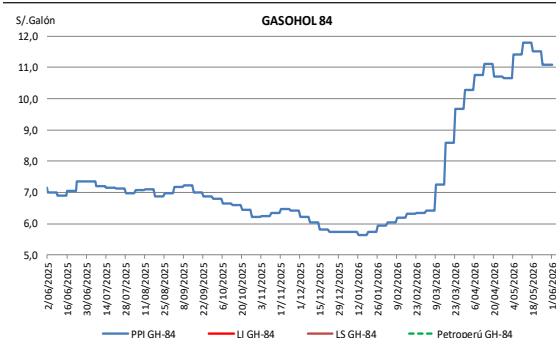
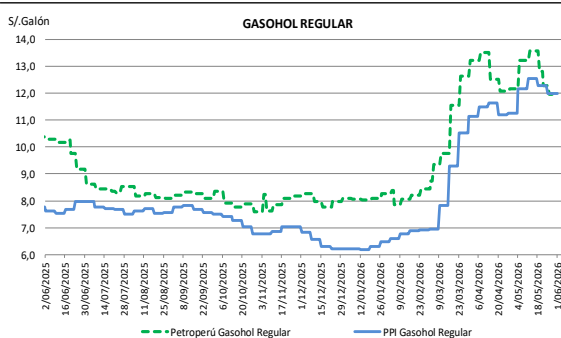
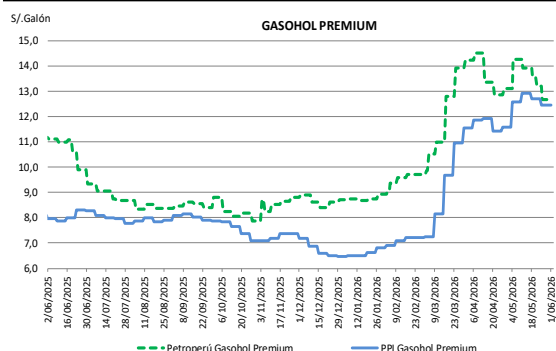
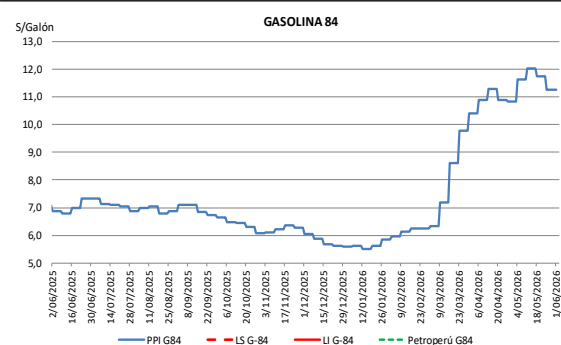
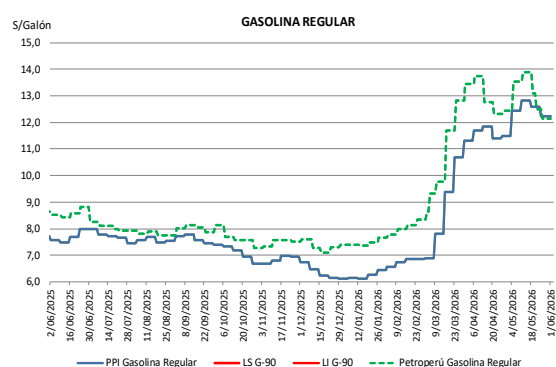
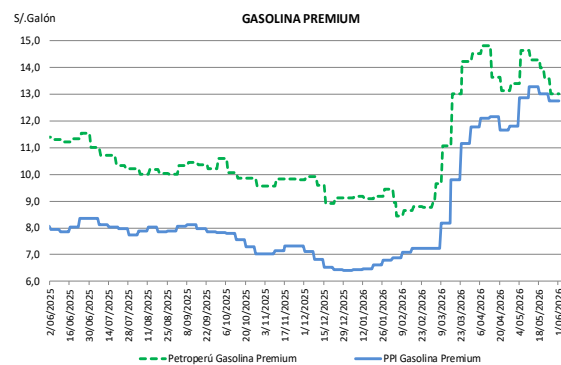


Fuentes: Osinergmin y Petropertu*

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

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

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

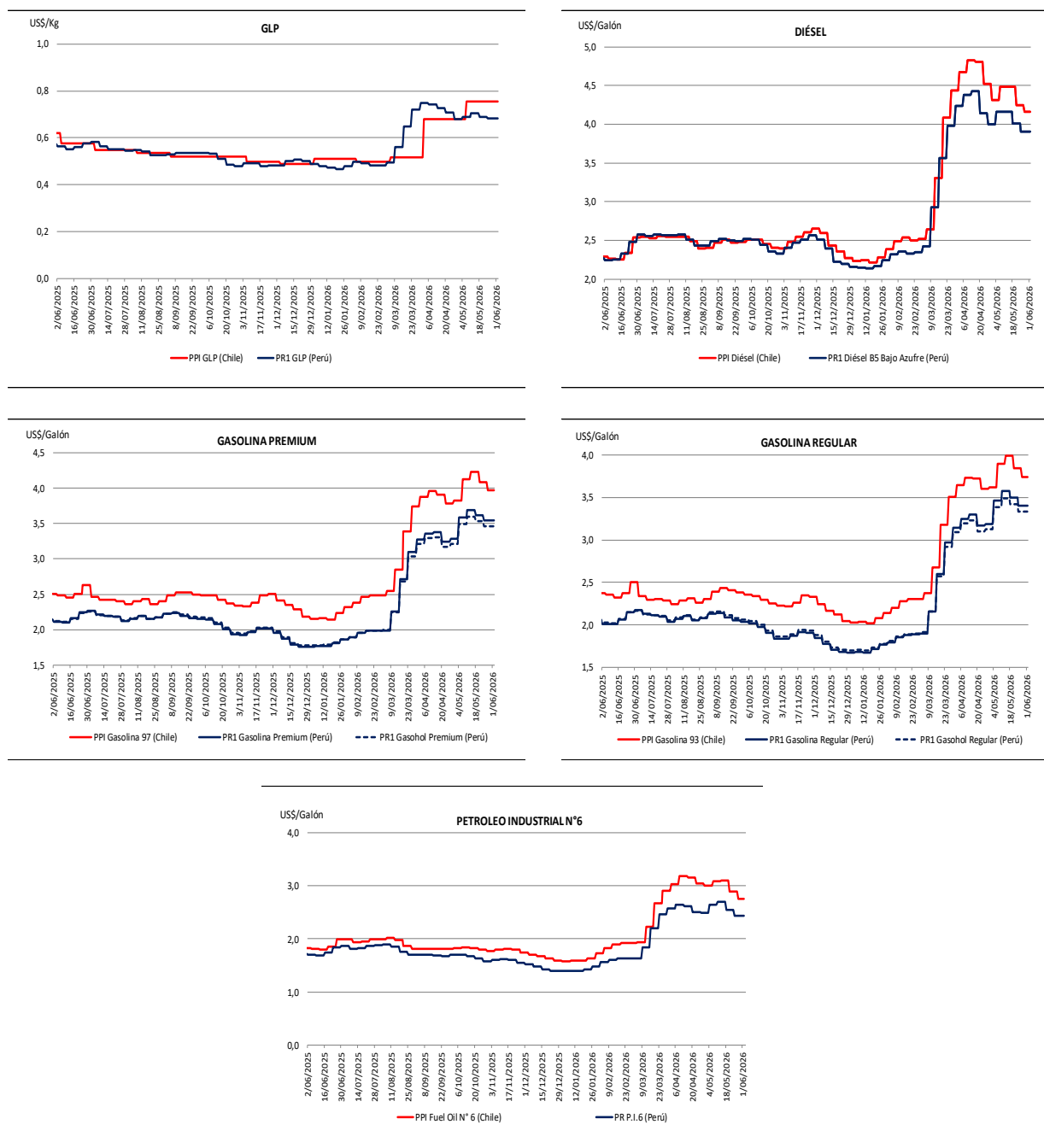


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

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.

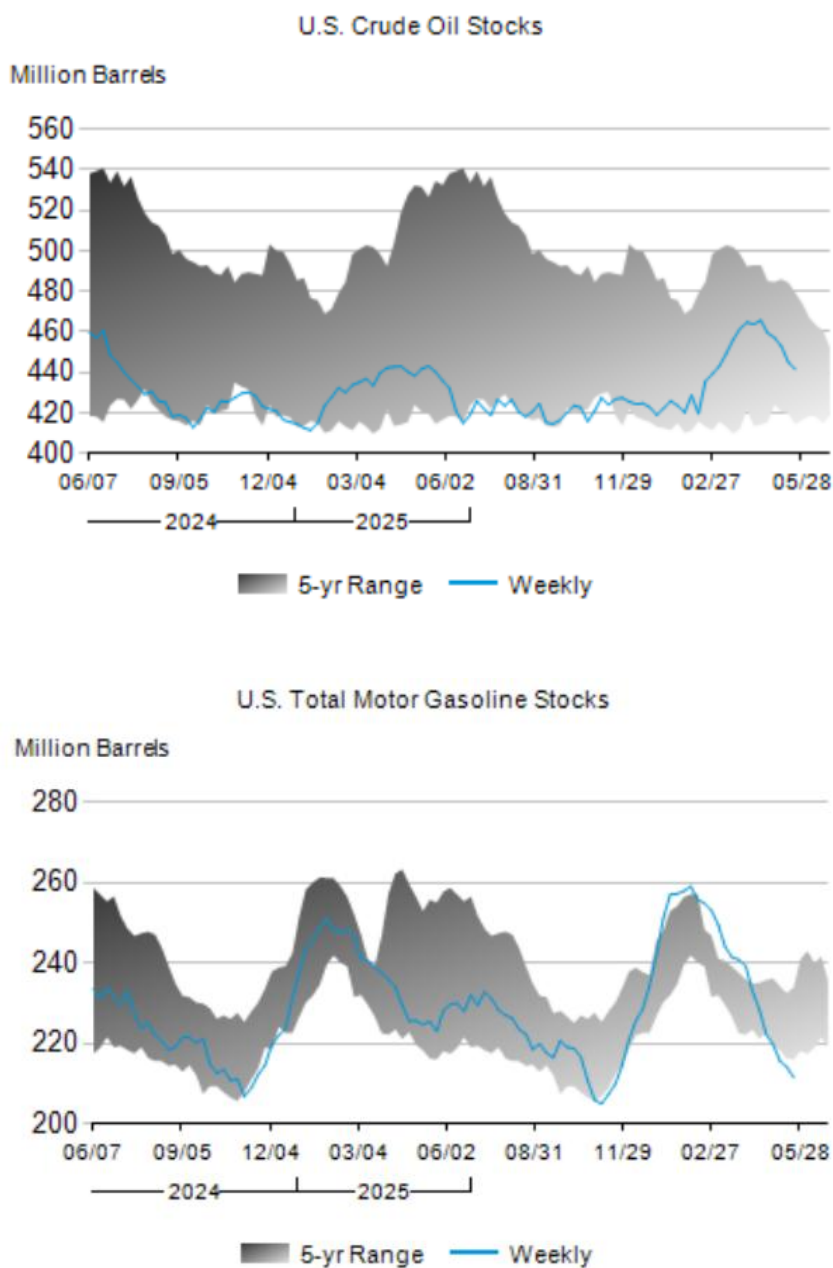
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

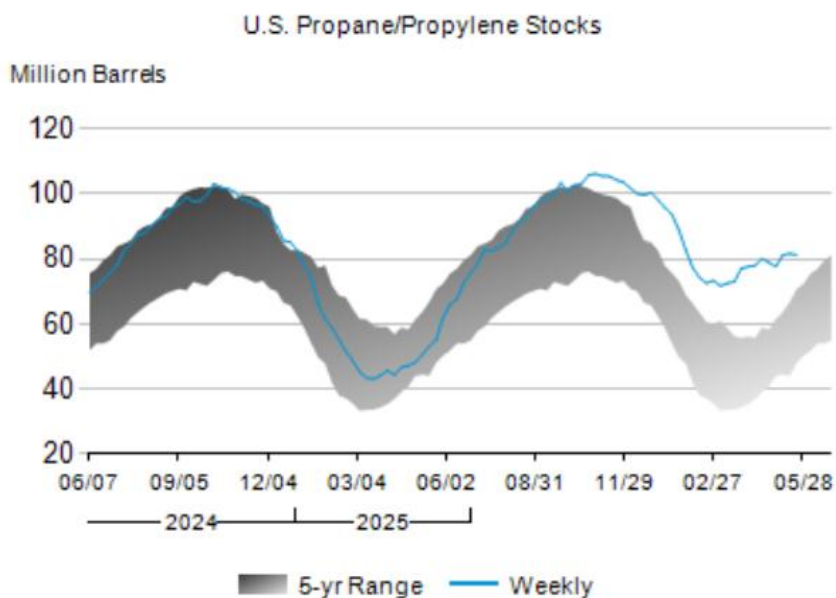
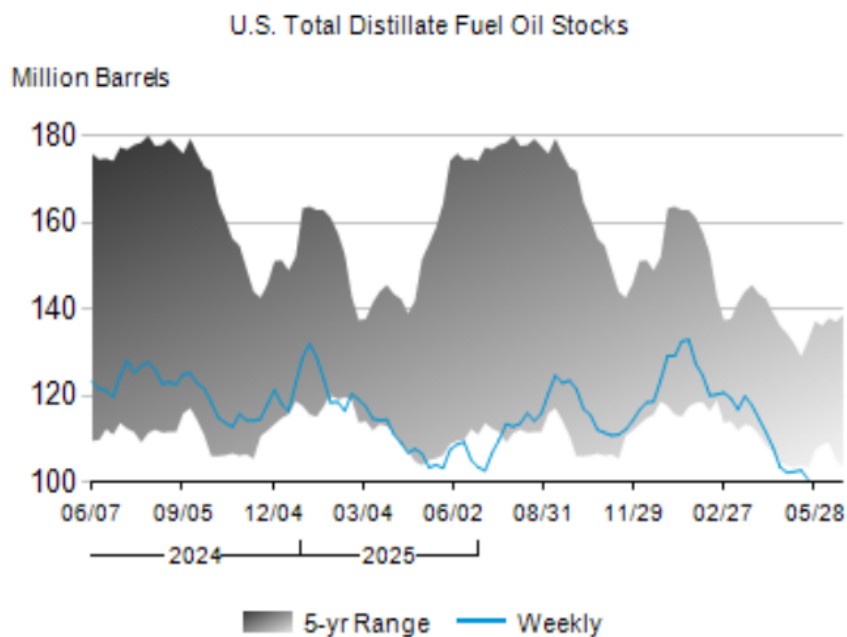
MMC / MMT / ASC

ANEXO N° 1⁵



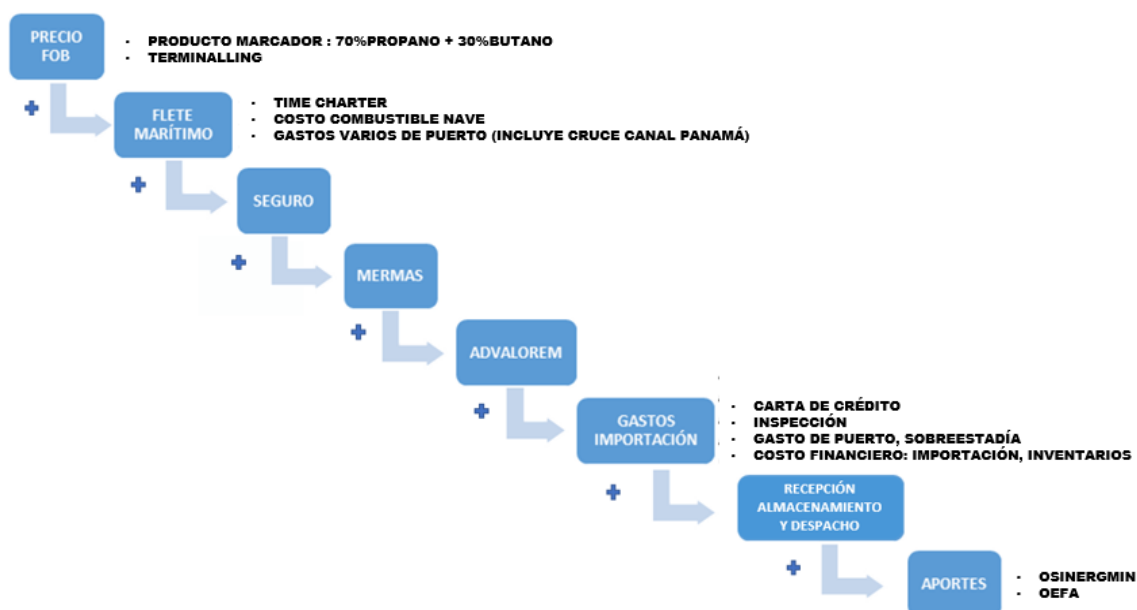
⁵Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).

Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



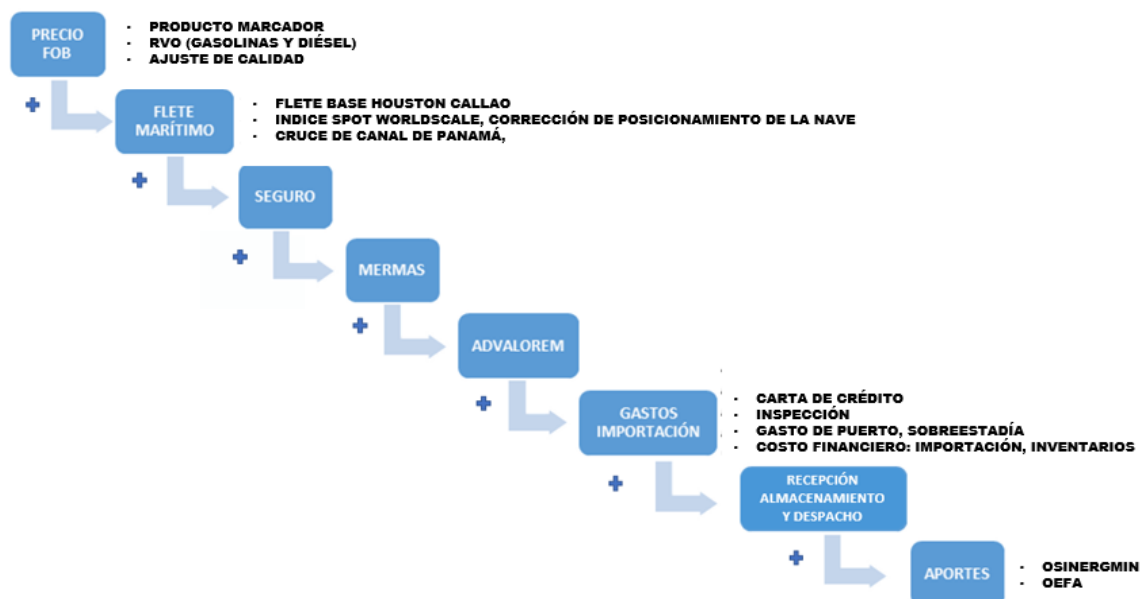
ANEXO N° 2

Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) del GLP



Fuente: OSINERGMIN, MINEM-DGH

Estructura del Precio de Referencia de Importación (PRI) 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