

INFORME N° PR-30-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 27/07/2026

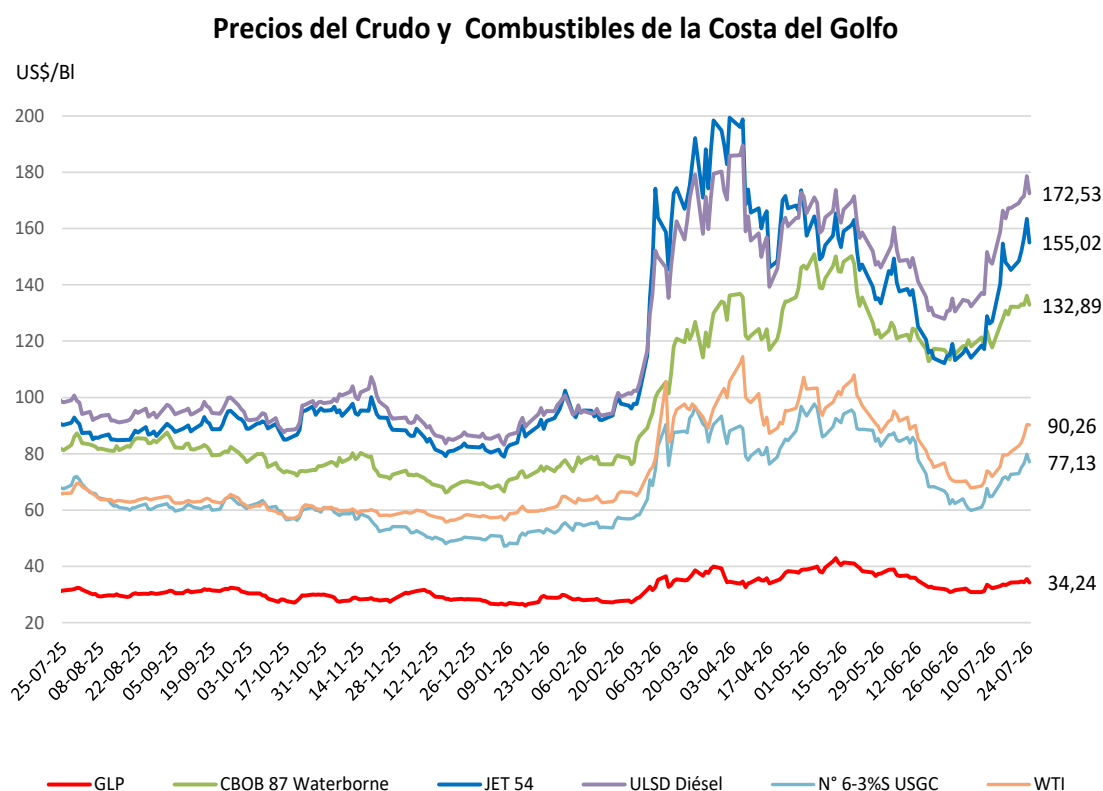
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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.

¹Fuentes: 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 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 90,26 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 132 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 155 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 34,24 US\$/Bl.

En las semanas del 13.07.2026 al 24.07.2026, 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 crudo, gasolinas, destilado medio y propano, al 17 de julio del 2026.**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 2,0 millones de barriles alcanzando los 411,7 millones de barriles, ubicándose en un -6% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas aumentaron en 0,8 millones de barriles, reportando un total de 211,3 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción crecieron en 1,4 millones de barriles, ubicándose en 109,6 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano se elevaron en 6,29 millones de barriles, registrando un nivel de 99,78 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.

- **La escalada entre EE.UU. e Irán paraliza el estrecho de Ormuz y abre un segundo frente en Bab el-Mandeb, aunque la pausa táctica modera el riesgo inmediato**

En febrero, los contactos nucleares indirectos celebrados en Ginebra no lograron avances y quedaron rápidamente superados por la ofensiva conjunta de EE.UU. e Israel iniciada el 28 de febrero. A partir de entonces, Irán endureció su posición, respaldó el cierre del Estrecho de Ormuz y EE.UU. elevó progresivamente sus amenazas, trasladando el conflicto desde el terreno diplomático hacia una confrontación militar abierta.

En marzo, la escalada se concentró en la isla de Kharg, principal nodo exportador iraní, donde EE.UU. atacó más de 90 objetivos militares sin alcanzar directamente la infraestructura petrolera. Incluso la Casa Blanca llegó a evaluar la ocupación o el bloqueo de la isla para forzar la reapertura de Ormuz, mientras Irán advirtió sobre mayores restricciones en el Golfo e incluso el eventual uso de minas. Aunque Trump anunció pausas temporales en los ataques contra instalaciones energéticas, no se produjeron avances diplomáticos verificables y el mercado comenzó a asumir que la guerra podía prolongarse.

Durante abril, la crisis alternó entre treguas tácticas, negociaciones incompletas y una creciente presión marítima. La mediación de Pakistán permitió una suspensión temporal de los ataques y conversaciones de alto nivel en Islamabad, pero persistieron desacuerdos sobre el programa nuclear, el alivio de sanciones y la seguridad del Golfo. Irán reabrió provisionalmente Ormuz el 17 de abril, aunque mantuvo la amenaza de volver a cerrarlo; al finalizar el mes, el tránsito seguía restringido, numerosos tanqueros permanecían retenidos y aumentaba el riesgo de que la disrupción se extendiera hacia el estrecho de Bab el-Mandeb.

En mayo, EE.UU. combinó nuevas sanciones e interceptaciones marítimas con negociaciones indirectas mediadas por Omán y Pakistán. Las señales de entendimiento permitieron la salida selectiva de tanqueros y redujeron temporalmente los precios, pero las diferencias sobre el uranio enriquecido, los peajes y la reapertura de Ormuz impidieron un acuerdo definitivo. A fines de mes surgió un memorando preliminar para extender el alto el fuego por 60 días y mantener abierto el estrecho durante las conversaciones, aunque continuaron las restricciones, las acusaciones de violación de la tregua y las dudas sobre su aplicación efectiva.

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 tendencia 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.

Entre el 6 y el 12 de julio, el memorando interino quedó severamente debilitado tras los ataques contra tres buques en Ormuz. El 7 de julio, EE.UU. revocó la autorización temporal para comercializar petróleo iraní y reanudó los ataques contra objetivos militares, mientras Irán respondió contra instalaciones estadounidenses y aliadas en el Golfo. Aunque el 11 de julio ambas partes mantuvieron contactos indirectos sobre el paso seguro de buques, no alcanzaron un nuevo alto el fuego; al cierre del 12 de julio, Irán volvió a declarar cerrado el estrecho y solo seis petroleros lo atravesaron, sin observarse metaneros. Así, el memorando dejó de contener el riesgo geopolítico incorporado en los precios del crudo.

Entre el 13 y el 19 de julio, el memorando interino colapsó definitivamente y el conflicto entró en una nueva fase de confrontación abierta. EE.UU. restableció el bloqueo naval contra los puertos iraníes y encadenó ataques contra infraestructura militar, portuaria y logística, mientras Irán respondió contra bases estadounidenses, instalaciones energéticas y buques comerciales en el Golfo Pérsico. El tránsito por el estrecho de Ormuz cayó a mínimos, con apenas tres embarcaciones observadas el 16 de julio y cuatro el 19, sin cruces de buques metaneros (transporte de GNL) desde el 16. Paralelamente, Irán amenazó con extender la interrupción hacia el estrecho de Bab el-Mandeb mediante los hutíes, aumentando el riesgo de afectación simultánea de las dos principales rutas de exportación de Oriente Medio. En este contexto, el Brent y el WTI se elevaron 15,91% y 15,52% semanal, respectivamente.

Entre el 20 y el 26 de julio, el conflicto se amplió hacia el mar Rojo. Los hutíes declararon un bloqueo naval contra Arabia Saudita y reivindicaron ataques contra dos petroleros saudíes en Bab el-Mandeb, mientras EE.UU. acumuló trece noches consecutivas de ataques contra Irán, mientras que el país persa respondió contra posiciones estadounidenses y aliadas. En el estrecho de Ormuz, el tránsito permaneció prácticamente paralizado, con apenas tres embarcaciones diarias entre el 22 y el 24 de julio. Sin embargo, el Pentágono suspendió su campaña aérea la noche del viernes 24 y no se registraron nuevos ataques estadounidenses durante el sábado y el domingo. La medida no constituyó una tregua formal ni un nuevo acuerdo firmado, sino una pausa unilateral y táctica destinada, según EE.UU., a dar espacio a las negociaciones. Irán respondió aplicando un criterio de reciprocidad y señaló que mantendría suspendidas sus represalias mientras EE.UU. no reanudara los bombardeos, con lo cual ambas partes completaron dos días sin ataques directos.

En consecuencia, la semana mantuvo una señal fuertemente alcista, aunque moderada al cierre. La paralización de Ormuz, la apertura de un segundo frente hutí en Bab el-Mandeb y la continuidad de los ataques elevaron el riesgo de interrupciones simultáneas sobre las principales rutas energéticas de Oriente Medio. La pausa táctica del fin de semana redujo temporalmente la prima geopolítica, pero no restableció el tránsito ni resolvió el conflicto, por lo que el riesgo de suministro permaneció elevado.

- **La aplicación de zonas piloto reduce la violencia, pero el desarme de Hezbolá y la presencia israelí mantienen frágil la tregua**

Los enfrentamientos continuaron por debajo de las fases de mayor intensidad, aunque persistieron incidentes militares. El 18 de julio, Israel atacó una célula de Hezbolá cerca de Tebnit tras detectar un dron operado por el grupo en las proximidades de sus tropas. Israel consideró la actividad una vulneración de los entendimientos vigentes, mientras Hezbolá no respondió inmediatamente, evitando una nueva escalada directa.

En el frente diplomático, las conversaciones mediadas por EE.UU. en Roma comenzaron a traducirse en medidas concretas. Desde el 20 de julio se inició la aplicación de las denominadas zonas piloto y, tras la retirada israelí de Zawtar al-Gharbiyeh, el Ejército libanés asumió el control del área y permitió el retorno gradual de algunos residentes. El mecanismo contempla nuevos retiros israelíes, el despliegue de fuerzas libanesas y la confiscación de armamento de Hezbolá en las zonas transferidas.

Sin embargo, la implementación avanzó lentamente debido a la destrucción de viviendas, la permanencia de fuerzas israelíes en otras zonas del sur y la ausencia de un procedimiento aceptado para verificar el desarme. Hezbolá continúa rechazando la entrega de sus armas y no participó en el acuerdo, mientras Israel mantiene cualquier retirada adicional condicionada a la eliminación de su presencia militar. En consecuencia, los avances territoriales y la falta de represalias inmediatas contienen el riesgo de una escalada abierta, pero la disputa sobre el desarme y la ocupación israelí mantienen una presión regional moderada.

- **Ataques ucranianos con drones alcanzan el oleoducto CPC y la refinería rusa de Tyumen, agravando la escasez de combustibles en Rusia**

Tras los ataques contra el complejo de Salavat y la refinería de Afipsky, la ofensiva alcanzó el terminal marítimo del Consorcio del Oleoducto del Caspio (CPC), sistema de 1 511 km que transporta crudo desde Kazajistán hasta Novorossiysk, en el mar Negro, y canaliza más de dos tercios de sus exportaciones petroleras. Entre el 19 y 20 de julio, drones impactaron los petroleros *Asia*, *Nissos los* y *Nelsa* durante operaciones de carga, provocando incendios y suspensiones temporales en un corredor que moviliza alrededor de 1,5 millones de bpd.

El 25 de julio, otro ataque provocó un incendio, posteriormente extinguido, en la refinería de Tyumen, situada a más de 2 000 km de Ucrania. La planta puede procesar 8 millones de toneladas anuales y producir aproximadamente 0,5 millones de toneladas de gasolina y 2,5 millones de diésel. Las ofensivas constantes redujeron la producción rusa de gasolina al equivalente de solo 65% del consumo estacional, generando un déficit diario de 40–45 mil toneladas y obligando a restringir exportaciones, redirigir suministros e incrementar importaciones desde Bielorrusia, India, Kazajistán y Marruecos.

- **China reduce sus importaciones de crudo a mínimos de casi una década, mientras mayores exportaciones de combustibles amplían la oferta asiática**

Las importaciones chinas de crudo cayeron en junio a 29,27 millones de toneladas, equivalentes a 7,12 millones de bpd, 41,3% menos interanual y su menor nivel desde octubre

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

de 2016. El procesamiento descendió a 51,24 millones de toneladas, unos 12,47 millones de bpd, 17,7% menos interanual, ante los elevados precios, la débil demanda interna y la reducción de las operaciones de refinación. Aunque los cargamentos contratados durante la pausa temporal podrían generar una recuperación parcial en agosto y septiembre, las compras del segundo semestre permanecerían entre 1 y 1,5 millones de bpd por debajo de los niveles previos al conflicto.

Paralelamente, China flexibilizó las restricciones a las exportaciones y permitió a *Zhejiang Petrochemical* reanudar sus despachos. Para julio, las refinerías programaron cerca de 3 millones de toneladas de gasolina, diésel y combustible de aviación, con envíos de destilados ligeros y medios estimados en 787 mil bpd, casi el doble que en junio. Los volúmenes incluirían más de 400 mil toneladas de gasolina, entre 600 mil y 700 mil de diésel y alrededor de 1,9 millones de combustible de aviación, ampliando la oferta asiática, aunque todavía no se confirmó la continuidad de esta flexibilización en agosto.

- **Temporada de alta movilidad sostiene los precios de gasolina en EE.UU., aunque la movilidad se normaliza y el consumo permanece por debajo de 2025**

Durante la última semana, los datos disponibles de demanda de gasolina muestran un aumento de 8,95 a 9,04 millones de bpd, asimismo, el promedio de las últimas cuatro semanas alcanzó 8,92 millones de bpd, 0,3% menos interanual.

Tras el máximo de movilidad del periodo festivo, para el cual la *American Automobile Association* (AAA) proyectó 61,4 millones de viajeros por carretera, los desplazamientos continuaron elevados, pero siguieron normalizándose.

En cuanto a los precios, el promedio nacional de la gasolina regular en EE.UU. aumentó de aproximadamente US\$ 3,94 por galón el 16 de julio a US\$ 4,09 el 23 de julio, un incremento cercano a 15 centavos. El avance estuvo impulsado principalmente por el encarecimiento del crudo, la renovada tensión entre EE.UU. e Irán y la subsecuente la inestabilidad del Estrecho de Ormuz.

En consecuencia, la movilidad estacional y los reducidos inventarios continuaron respaldando los precios de la gasolina. Sin embargo, la estabilización de los desplazamientos y el consumo inferior a 2025 confirmaron que el impulso alcista provino principalmente del encarecimiento del crudo y del riesgo geopolítico, más que de un fortalecimiento significativo de la demanda.

- **Nuevos aranceles elevan el riesgo de desaceleración del comercio mundial**

EE.UU. impuso gravámenes de entre 10% y 12,5% a productos procedentes de 60 socios comerciales, ampliando la presión sobre los intercambios internacionales. Las nuevas tarifas podrían encarecer las importaciones, afectar las cadenas de suministro y debilitar la actividad manufacturera y la demanda de combustibles.

China enfrenta una exposición relevante por la amplitud de sus exportaciones industriales hacia el mercado estadounidense, mientras Perú quedó sujeto a una tasa de 12,5%. No

obstante, la exclusión de productos energéticos y fertilizantes limita parcialmente el impacto directo sobre esos mercados.

- **La OPEP reduce su previsión de crecimiento, mientras la AIE anticipa una contracción de la demanda petrolera**

La OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) recortó por tercera vez consecutiva su previsión de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para 2026, de 970 mil a 780 mil bpd. Aunque la organización considera que la economía mundial se mantuvo relativamente resiliente durante el primer semestre, reconoció que el conflicto en Oriente Medio, los elevados precios energéticos y las alteraciones del comercio redujeron el consumo esperado.

La AIE (Agencia Internacional de la Energía) presentó una perspectiva considerablemente más bajista y proyectó que la demanda mundial disminuirá en promedio 1 millón de bpd durante 2026. Si bien espera una recuperación desde los mínimos de mayo y un retorno al crecimiento interanual durante el cuarto trimestre, la fuerte contracción registrada en la primera mitad del año mantendría negativo el balance anual. En consecuencia, ambas previsiones de julio debilitaron las expectativas de consumo, aunque la amplia diferencia entre ellas reflejó la elevada incertidumbre sobre el impacto del conflicto y la normalización de los mercados.

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 28 de julio de 2026 hasta el jueves 30 de julio de 2026.
- El día 28.07.2026, 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 (+0,98 S/Gln), Gasolina Regular (+1,10 S/Gln), Gasohol Premium (+0,93 S/Gln), Gasohol Regular (+1,06 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (+1,73 S/Gln), Diesel B5 S-50 (+1,73 S/Gln), Petróleo Industrial N°6 (+0,59 S/Gln) y Petróleo Industrial N°500 (+0,57 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)

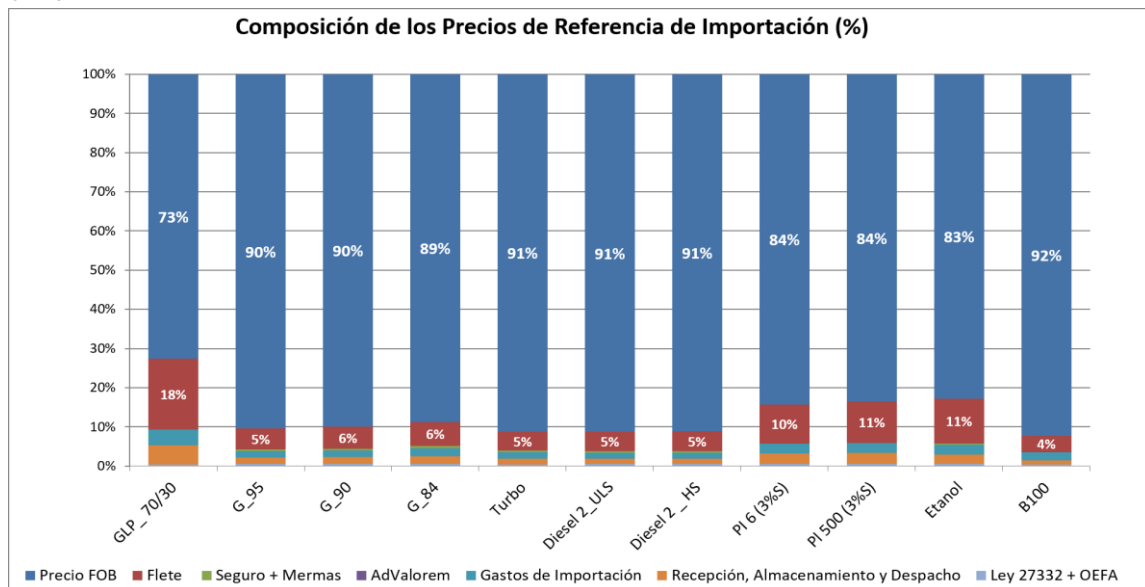
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 Osinergrmin 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 13/07/2026 y el 24/07/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PRI) de los Combustibles, al 27-07-26, en %



Fuente: Osinergrmin

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 73% del precio de referencia del GLP, 83% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiésel B100, 84% del precio de los residuales R6 y R500; y fue igual o superior al 89% 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.

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

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 27 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%.
- **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 3,80 cent\$/galón equivalente a 1,60 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 15,57 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,13 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,95 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 2,15 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -11,57 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 15,57 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.

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

- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -4,10 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 -4,35 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 Osinermin 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 0,26 US\$/BI para el GLP, 0,32 US\$/BI para las gasolinas y 0,32 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 (8,33 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 : 27-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
Precio FOB	35,73	127,13	120,42	106,70	151,05	154,88	150,78	73,78	69,43	84,42	213,26
Precio Marcador	34,13	128,26	119,22	119,22	151,05	154,88	154,88	73,78	73,78	84,42	213,26
Ajuste de Calidad		-1,13	1,20	-12,52			-4,10		-4,35		
Terminalling	1,60										
Flete Marítimo	8,92	7,45	7,45	7,45	7,96	8,36	8,36	8,73	8,73	11,62	9,51
Seguro	0,04	0,38	0,36	0,32	0,06	0,27	0,26	0,03	0,03	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,30	0,29	0,26	0,76	0,49	0,48	0,00	0,00	0,23	0,23
Valor CIF	44,69	135,26	128,51	114,72	159,84	163,99	159,87	82,54	78,19	96,29	223,04
Advalorem											
Gastos de Importación	1,97	2,21	2,17	2,53	2,59	2,40	2,38	2,14	2,11	2,63	4,53
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	0,22	0,73	0,70	0,64	0,73	0,83	0,81	0,43	0,42	0,53	1,02
Precio de Referencia Ex-Planta	49,24	140,58	133,76	120,27	165,54	169,60	165,44	87,50	83,10	101,87	231,02

(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.

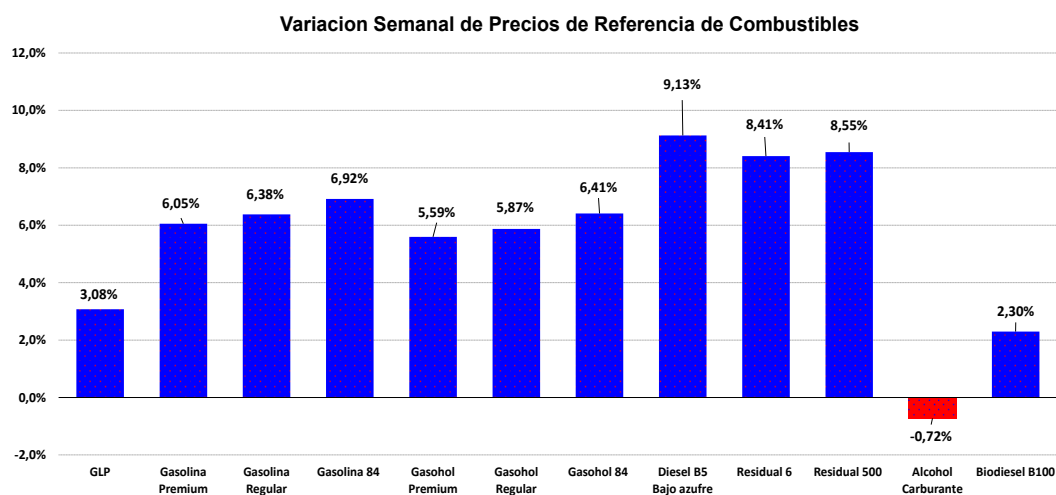
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 27/07/26	Precios 20/07/26	Variación %
GLP	2,01	1,95	3,08%
Gasolina Premium	11,39	10,74	6,05%
Gasolina Regular	10,84	10,19	6,38%
Gasolina 84	9,74	9,11	6,92%
Gasohol Premium	11,14	10,55	5,59%
Gasohol Regular	10,64	10,05	5,87%
Gasohol 84	9,63	9,05	6,41%
Diesel B5	13,99	12,82	9,13%
Bajo azufre			
Residual 6	7,09	6,54	8,41%
Residual 500	6,73	6,20	8,55%
Alcohol Carburante	8,25	8,31	-0,72%
Biodiesel B100	18,72	18,30	2,30%

(*) 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

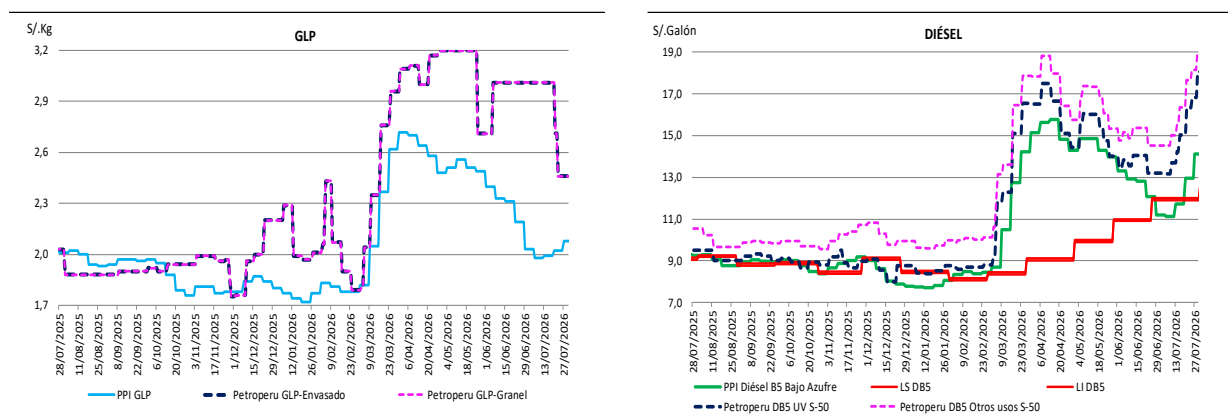
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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

PRODUCTOS	PETROPERU					
	Soles/galón					
	A Precio Neto (PN) 29/07/26	B Precio Neto (PN) 21/07/26	A/B-1 Var% Precio Neto 27/07/26	PR1 + MC 27/07/26	PN vs. (PR1 + MC) S./Gln 27/07/26	PN vs. (PR1 + MC) % 27/07/26
Gasolina Premium	13,46	12,48	7,9%	11,58	1,88	16,2%
Gasolina Regular	12,96	11,86	9,3%	11,03	1,93	17,5%
Gasohol Premium	13,15	12,22	7,6%	11,33	1,82	16,1%
Gasohol Regular	12,83	11,77	9,0%	10,83	2,00	18,5%
Diesel B5 UV S-50	18,05	16,32	10,6%	14,12	3,93	27,8%
Residual 6	13,46	12,87	4,6%	7,28	6,18	84,9%
Residual 500	13,11	12,54	4,5%	6,92	6,19	89,5%

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

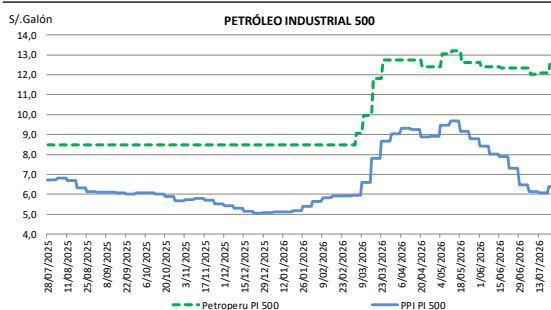
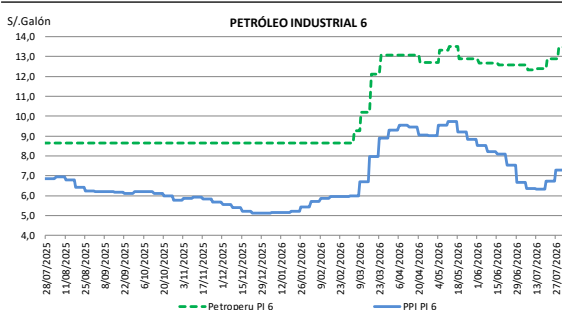
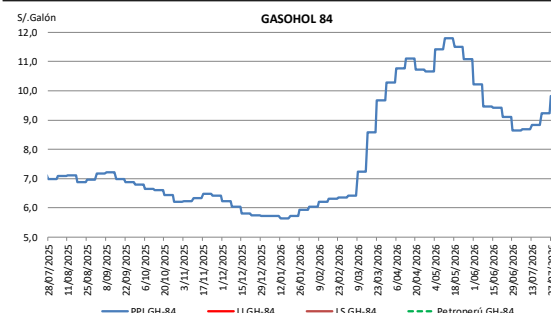
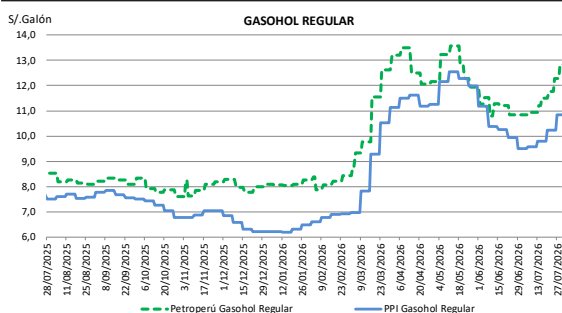
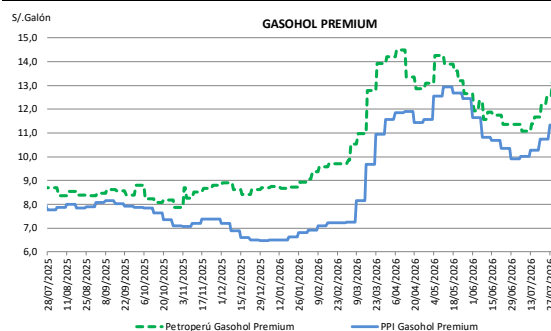
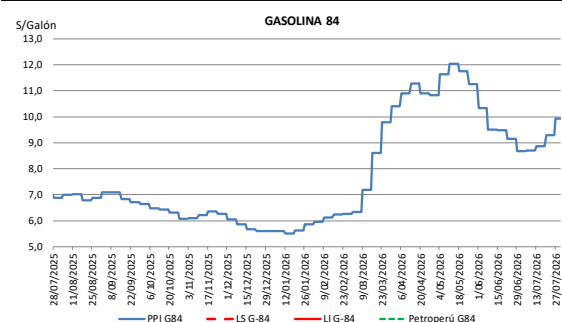
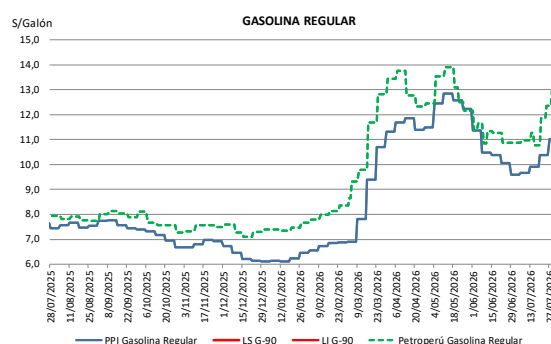
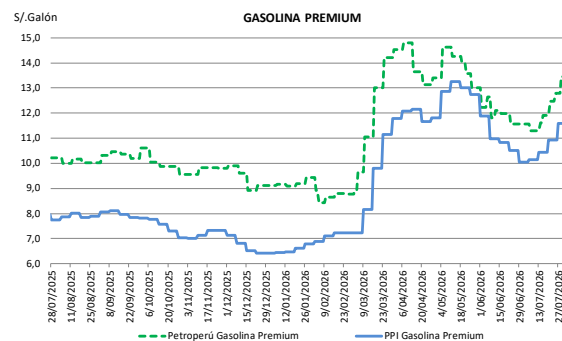


Fuentes: Osinerghmin y Petroperú*

* 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

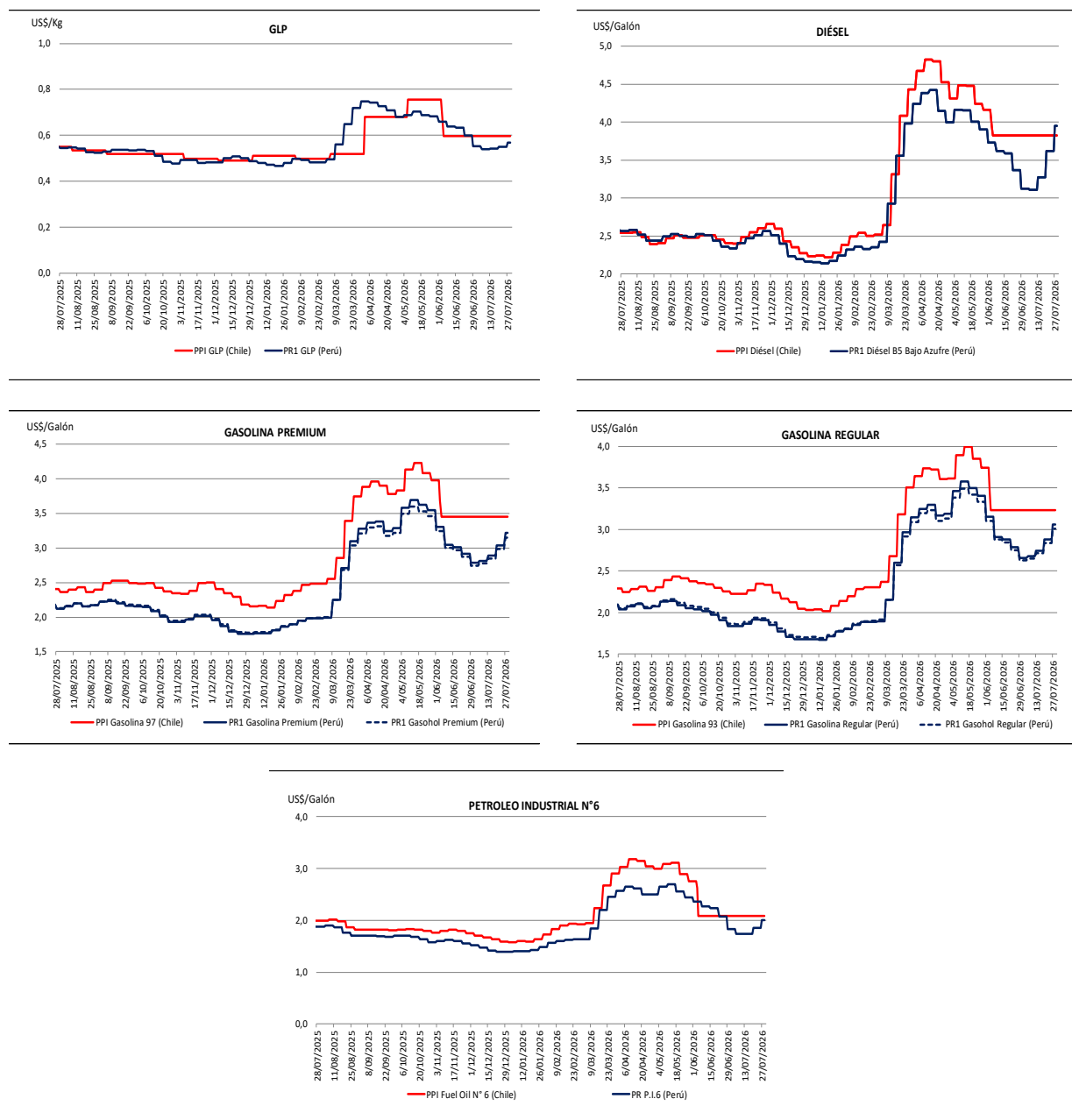


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

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.

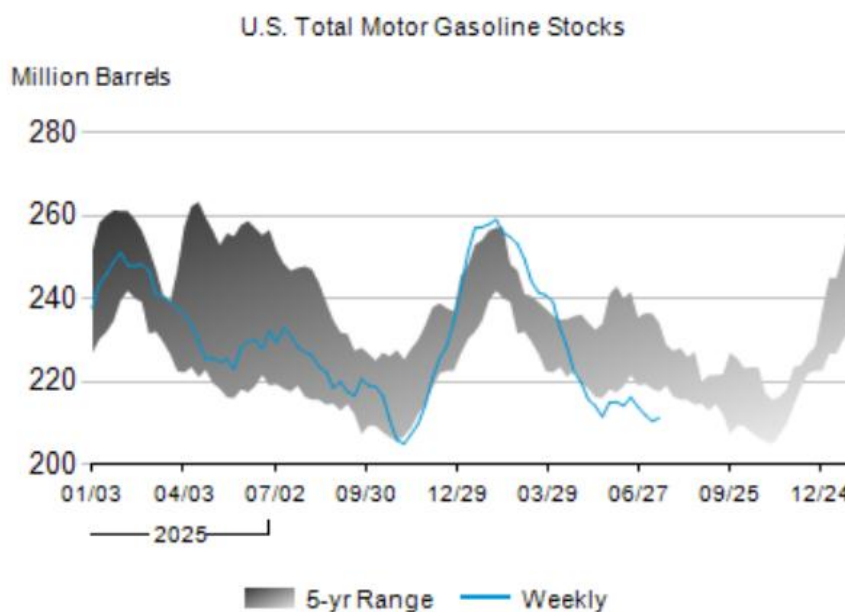
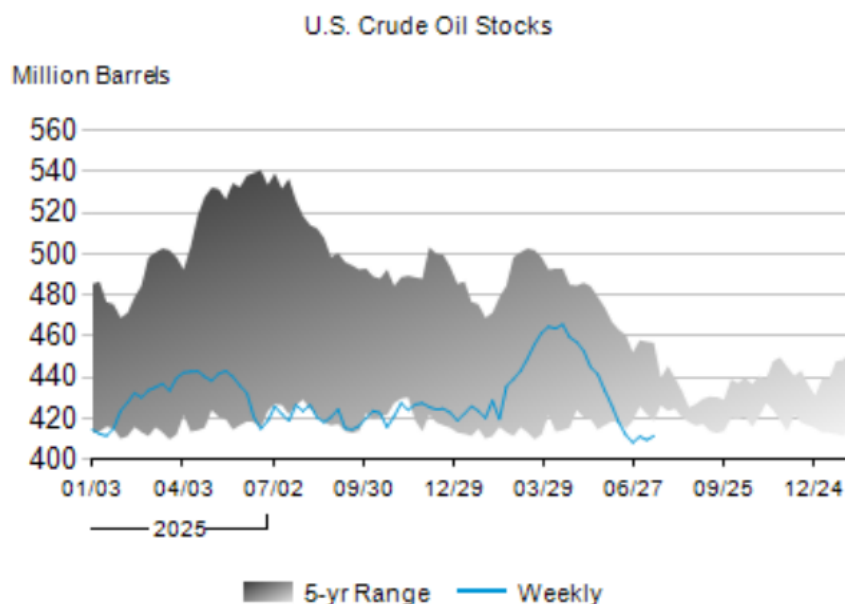
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinerghmin y ENAP

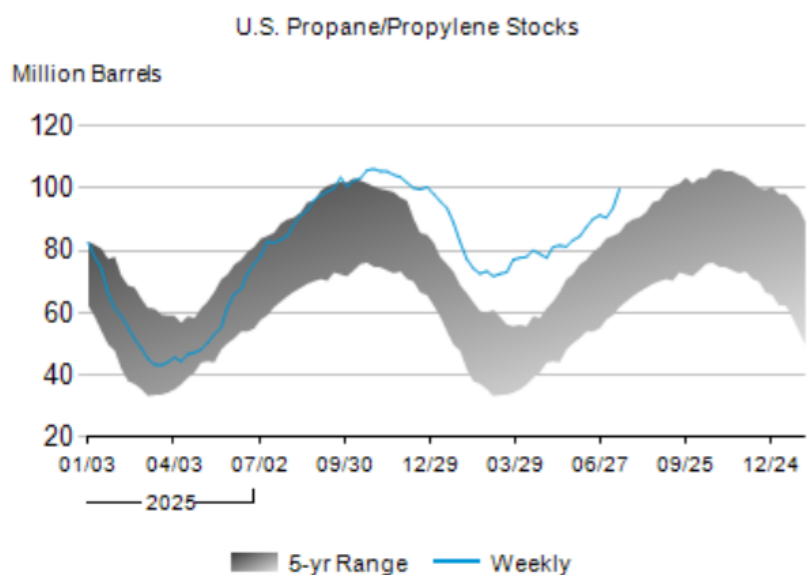
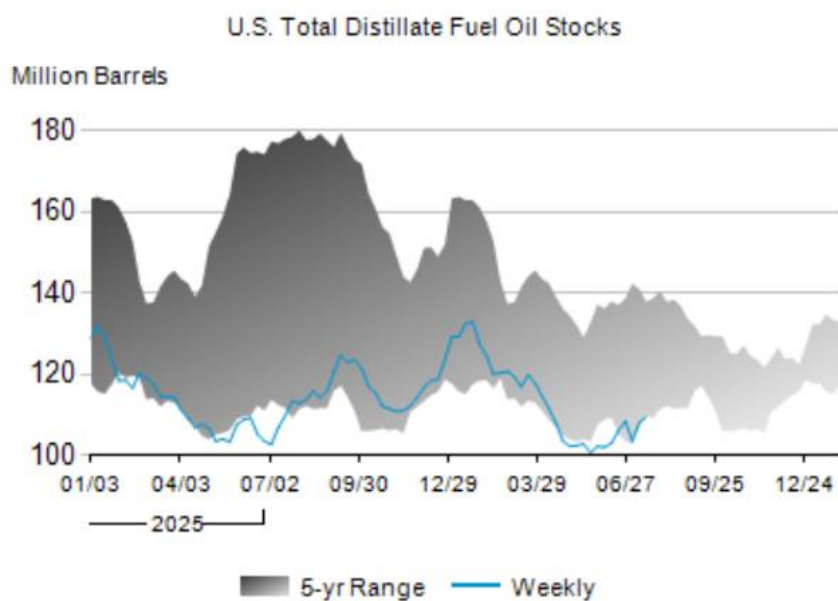
MMC / MMT / ASC

ANEXO N° 1⁵



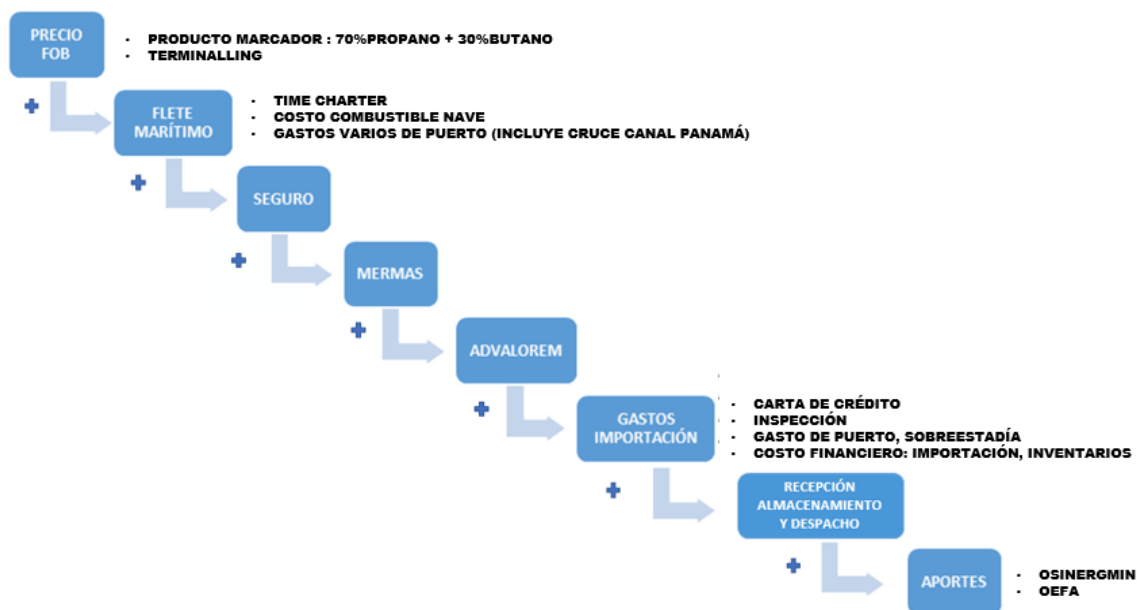
⁵Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).

Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



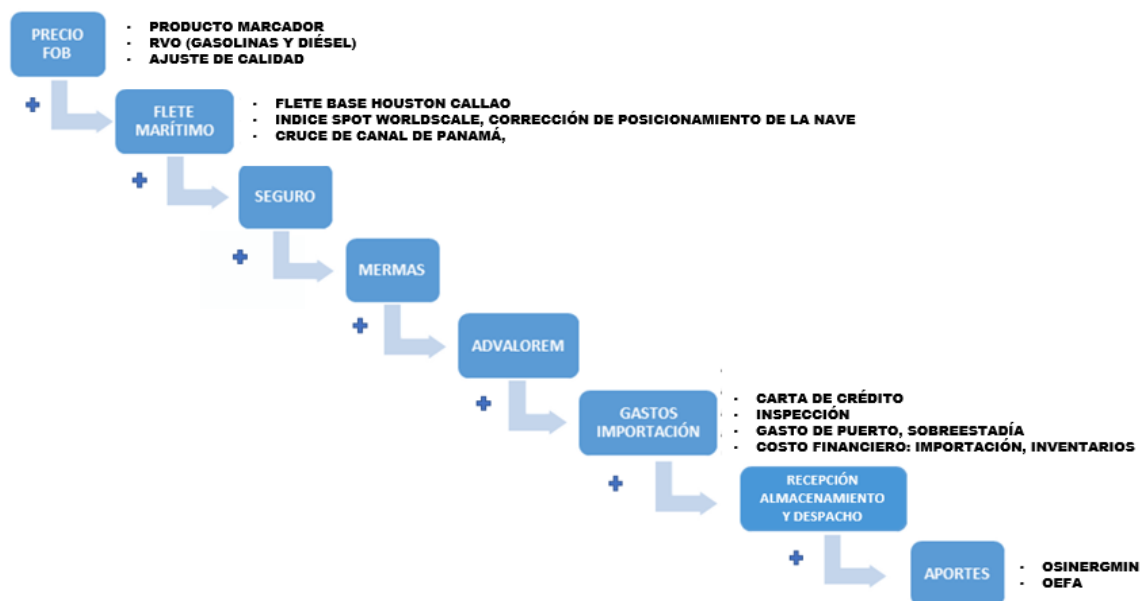
ANEXO N° 2

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