

INFORME N° PR-31-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 03/08/2026

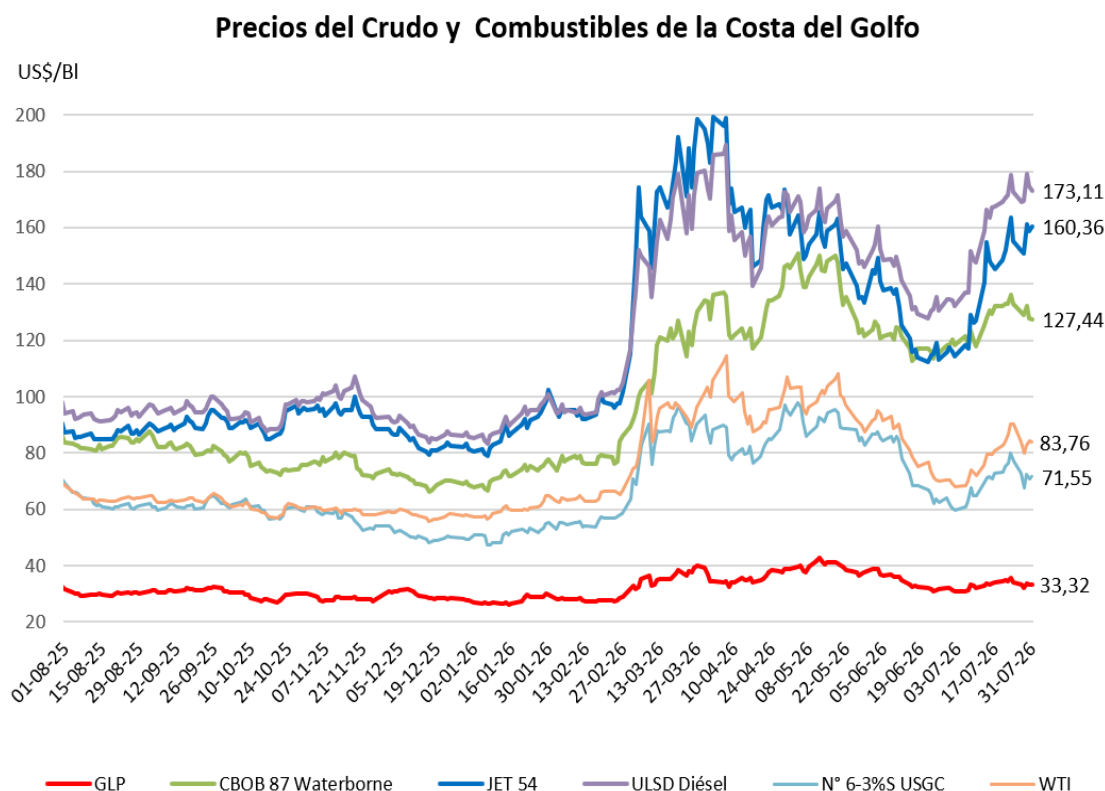
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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 83,76 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 127 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 173 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 33,32 US\$/Bl.

En las semanas del 20.07.2026 al 31.07.2026, 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 gasolinas, destilado medio y propano, así como el descenso de las existencias de crudo, al 24 de julio del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 7,2 millones de barriles alcanzando los 404,5 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 se incrementaron en 0,01 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 aumentaron en 1,1 millones de barriles, ubicándose en 110,6 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano se elevaron en 2,51 millones de barriles, registrando un nivel de 102,29 millones de barriles.

- **La guerra EE.UU.-Irán mantiene restringido el Estrecho de Ormuz y extiende el riesgo al Estrecho de Bab el-Mandeb, pese a la mediación de Omán**

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.

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.

Durante junio, la negociación entre EE.UU. e Irán transitó desde avances frágiles y episodios militares hacia un memorando interino formalizado el 17 de junio. El acuerdo estableció una tregua de 60 días, la reapertura gradual de Ormuz, el levantamiento progresivo del bloqueo naval y una autorización temporal para las ventas de crudo iraní. La mejora permitió elevar los cruces en el Estrecho, desde unos 10 hasta 45 buques diarios y recuperar exportaciones regionales cercanas a 10 millones de bpd, reduciendo significativamente la prima geopolítica y provocando nuevas caídas del Brent y el WTI. Sin embargo, el tránsito permaneció alrededor de 64% por debajo de la normalidad y persistieron riesgos relacionados con seguridad marítima, seguros, desminado, sanciones y verificación nuclear.

Entre fines de junio y el 5 de julio, el impulso inicial del memorando comenzó a perder fuerza. Tras nuevos incidentes, EE.UU. e Irán retomaron conversaciones técnicas indirectas en Doha, pero sin resolver las diferencias sobre Ormuz ni el programa nuclear. El tránsito volvió a disminuir a 20-25 buques diarios, después del máximo de 59 cruces registrado el 24 de

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

junio, y predominaban los ingresos al Golfo sobre las salidas. Aunque las exportaciones regionales continuaron por encima de 10 millones de bpd y mantuvieron una presión bajista sobre los precios, la rápida desaceleración de los cruces confirmó que la reapertura seguía siendo parcial, reversible y dependiente de una desescalada todavía no 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.

Entre el 27 de julio y el 2 de agosto, la pausa táctica iniciada el fin de semana anterior se desvaneció sin transformarse en un alto el fuego formal. Las expectativas de desescalada impulsadas por Omán fueron desplazadas el 29 de julio por nuevos ataques de EE.UU. y Arabia Saudita contra posiciones de grupos respaldados por Irán en Irak, seguidos de acciones estadounidenses contra objetivos de la Guardia Revolucionaria y respuestas iraníes contra fuerzas norteamericanas. Omán mantuvo su mediación y presentó un mecanismo respaldado por países del Golfo para habilitar una ruta alternativa y contribuciones voluntarias en Ormuz; sin embargo, Irán rechazó una gestión regional conjunta y negó que existieran negociaciones formales con EE.UU.

En el frente marítimo, Ormuz permaneció prácticamente paralizado. Seis buques de materias primas cruzaron el 28 de julio y solo dos VLCC lograron salir el día 31, transportando cerca de 2 millones de barriles cada uno. El Estrecho de Bab el-Mandeb registró una recuperación parcial, con 28 cruces el 27 de julio y 29 el día 30, aunque persistieron las amenazas hutíes y el riesgo sobre instalaciones saudíes. El 1 de agosto, EE.UU. suspendió una nueva ofensiva para facilitar la mediación omaní, pero la falta de un acuerdo sobre el programa nuclear, la seguridad marítima y el control de Ormuz mantuvo elevada la posibilidad de una nueva escalada.

En consecuencia, la semana presentó una señal bajista para los precios, pero sin una reducción equivalente del riesgo físico de suministro. Las expectativas de negociación y la suspensión de nuevos ataques redujeron temporalmente la prima geopolítica; no obstante, la reanudación de las hostilidades, la ausencia de un acuerdo formal, el rechazo iraní a una gestión regional de Ormuz y el tránsito marítimo mínimo impidieron una normalización efectiva. Bab el-Mandeb recuperó parcialmente sus cruces, pero continuó expuesto a las amenazas hutíes, manteniendo abiertos dos focos simultáneos de riesgo para los flujos energéticos de Oriente Medio.

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

Los enfrentamientos permanecieron por debajo de sus fases más intensas, mientras la atención se desplazó hacia la implementación del acuerdo del 3 de junio, mediado por EE.UU. y reforzado por el acuerdo marco firmado en Washington el 26 de junio. El primer ensayo en Zawtar al-Gharbiyeh permitió el despliegue del Ejército libanés y el retorno gradual de civiles; sin embargo, apenas 15 familias habían regresado y gran parte de las viviendas continuaba inhabitable debido a los daños ocasionados por la guerra.

El avance territorial fue limitado. Fuerzas israelíes continuaron desplegadas cerca de la localidad y dentro de una franja de seguridad de hasta 10 kilómetros en el sur del Líbano. Además, el acuerdo no establece plazos concretos para los retiros ni un mecanismo o tercero encargado de verificar la eliminación de armas e infraestructura de Hezbolá, condición exigida por Israel para abandonar progresivamente las áreas ocupadas.

Líbano planteó ampliar el modelo hacia dos o tres zonas mayores para acelerar los retiros, propuesta prevista para la siguiente ronda de conversaciones en Roma. Sin embargo, Hezbolá mantiene su rechazo al desarme y advierte que una imposición por la fuerza podría provocar una confrontación interna. En consecuencia, las zonas piloto reducen el riesgo inmediato de una guerra abierta, pero la ocupación israelí, la falta de verificación y el desacuerdo sobre las armas mantienen frágil la tregua.

- **Ataques ucranianos paralizan el terminal CPC y amplían los cierres de refinerías rusas, agravando la escasez de combustibles en Rusia**

Ucrania intensificó su ofensiva contra la infraestructura energética rusa. El 30 de julio, el terminal marítimo del Caspian Pipeline Consortium (CPC) suspendió cargas por tercera vez en el mes, apenas dos días después de reabrir, tras ataques contra los petroleros Nissos

Sifnos y Marathi. El sistema transporta alrededor del 80% de las exportaciones petroleras de Kazajistán. Aunque las operaciones volvieron a reanudarse, los ataques recurrentes mantuvieron elevado el riesgo sobre este corredor.

Paralelamente, drones alcanzaron instalaciones en Yaroslavl, Riazán, Perm, Volgogrado y Saratov. La refinería de Riazán detuvo el procesamiento, Perm paralizó una unidad de destilación y Saratov fue atacada nuevamente el 2 de agosto. Estas interrupciones, sumadas al cierre previo de Tyumen, redujeron la producción rusa de gasolina a cerca del 65% de la demanda estacional. Rusia extendió las restricciones de exportación hasta enero de 2027 y amplió suministros desde Bielorrusia, Kazajistán, India y Marruecos, incluido un cargamento de 30 mil toneladas descargado en Murmansk.

- **China recupera parcialmente sus importaciones de crudo, mientras mayores exportaciones de combustibles amplían la oferta asiática**

Las llegadas marítimas de crudo a China aumentaron a 6,94 millones de bpd en julio, desde el mínimo de una década de 5,99 millones de bpd en junio, según Kpler. Sin embargo, permanecieron 39% por debajo del promedio pre-conflicto de 11,43 millones de bpd. La recuperación respondió principalmente a cargamentos liberados durante la tregua de junio, mientras la débil demanda interna, los elevados precios y el uso de inventarios continuaron limitando las compras. China dispondría de existencias superiores a 1 200 millones de barriles, aunque una reducción prolongada de importaciones aumentaría la necesidad de recurrir a esas reservas.

Paralelamente, China flexibilizó en julio las restricciones impuestas a las exportaciones de gasolina, diésel y combustible de aviación. Las refinerías programaron alrededor de 3 millones de toneladas, frente a 2 millones previstos inicialmente, incluyendo más de 400 mil toneladas de gasolina, entre 600 mil y 700 mil de diésel y cerca de 1,9 millones de jet fuel. Kpler estimó embarques de destilados ligeros y medios por 787 mil bpd, casi el doble que en junio. No obstante, estos volúmenes corresponden todavía a estimaciones marítimas y programas de carga, pues el dato aduanero definitivo de julio aún no había sido publicado.

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

Desde el 24 de julio, EE.UU. aplica aranceles adicionales de entre 10% y 12,5% a productos de 60 socios comerciales, que concentran el 99,4% del valor de sus importaciones, aunque existen exenciones sectoriales. Las medidas, justificadas por deficiencias en el control de mercancías vinculadas con trabajo forzoso, podrían elevar costos, reforzar la inflación y debilitar la actividad manufacturera, el transporte y la demanda de combustibles.

Perú recibió una tasa de 12,5%, que afectaría a casi la mitad de sus exportaciones hacia EE.UU., valorizadas en US\$ 10 150 millones el último año. El Gobierno presentó un proyecto contra las importaciones producidas con trabajo forzoso y buscará una revisión. No obstante, petróleo, gas, fertilizantes, minerales críticos y otros productos quedaron exentos, por lo que el efecto energético será principalmente macroeconómico.

- **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.

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° 020-2026-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 31 de julio de 2026 hasta el jueves 27 de agosto 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 Osinergmin N° 016-2026-OS/GRT y N° 020-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 04 de agosto de 2026 hasta el lunes 10 de agosto de 2026.
- El día 03.08.2026, Petroperú publicó su lista de precios de venta de combustibles, con vigencia a partir del 04.08.2026. En dicha lista se registraron variaciones en los precios en la planta de ventas Callao de la Gasolina Premium (+0,67 S/Gln), Gasolina Regular (+0,64 S/Gln), Gasohol Premium (+0,66 S/Gln), Gasohol Regular (+0,63 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (+0,49 S/Gln), Diesel B5 S-50 (+0,49 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (+0,12 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (+0,10 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)

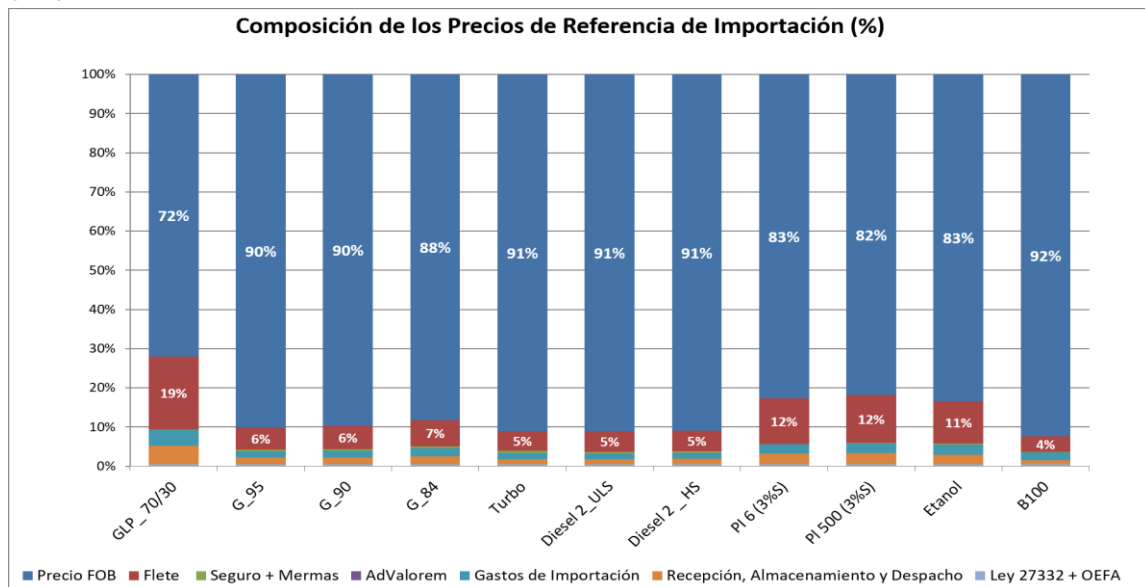
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 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 20/07/2026 y el 31/07/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PRI) de los Combustibles, al 03-08-26, 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 72% del precio de referencia del GLP, 83% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiésel B100, respectivamente, 83% y 82% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; 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.

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 03 de agosto 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 4,11 cent\$/galón equivalente a 1,73 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 14,85 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de -1,13 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de -0,94 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 2,27 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -12,20 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 14,85 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 -4,53 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 Osinergrmin 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, de las diez cotizaciones comprendidas entre el 20 y el 31 de julio consideradas en el presente reporte, únicamente las correspondientes al 30 y 31 de julio registraron demoras superiores al umbral. Por tanto, los valores de flete utilizados para la presente semana incorporan el costo por demora para las cotizaciones que no superaron dicho umbral y, para las correspondientes al 30 y 31 de julio, el costo asociado a la priorización del cruce por el Canal de Panamá mediante subastas. Como resultado, los costos considerados ascienden a 0,45 US\$/BI para el GLP, 0,62 US\$/BI para las gasolinas y 0,62 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 : 3-Ago-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	35,60	128,34	121,27	106,80	155,83	159,79	155,69	73,68	69,15	85,13	212,58
Precio Marcador	33,87	129,47	119,94	119,94	155,83	159,79	159,79	73,68	73,68	85,13	212,58
Ajuste de Calidad		-1,13	1,32	-13,14			-4,10		-4,53		
Terminalling	1,73										
Flete Marítimo	9,24	8,11	8,11	8,11	8,65	9,07	9,07	10,35	10,35	11,17	9,24
Seguro	0,04	0,38	0,36	0,32	0,06	0,27	0,27	0,03	0,03	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,31	0,29	0,26	0,79	0,51	0,49	0,00	0,00	0,23	0,23
Valor CIF	44,88	137,14	130,03	115,49	165,34	169,63	165,52	84,06	79,53	96,55	222,10
Advalorem											
Gastos de Importación	1,98	2,23	2,18	2,54	2,64	2,45	2,42	2,16	2,12	2,63	4,52
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	0,74	0,71	0,64	0,75	0,86	0,84	0,44	0,43	0,53	1,01
Precio de Referencia Ex-Planta	49,43	142,48	135,29	121,05	171,12	175,31	171,15	89,04	84,45	102,14	230,06

(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.

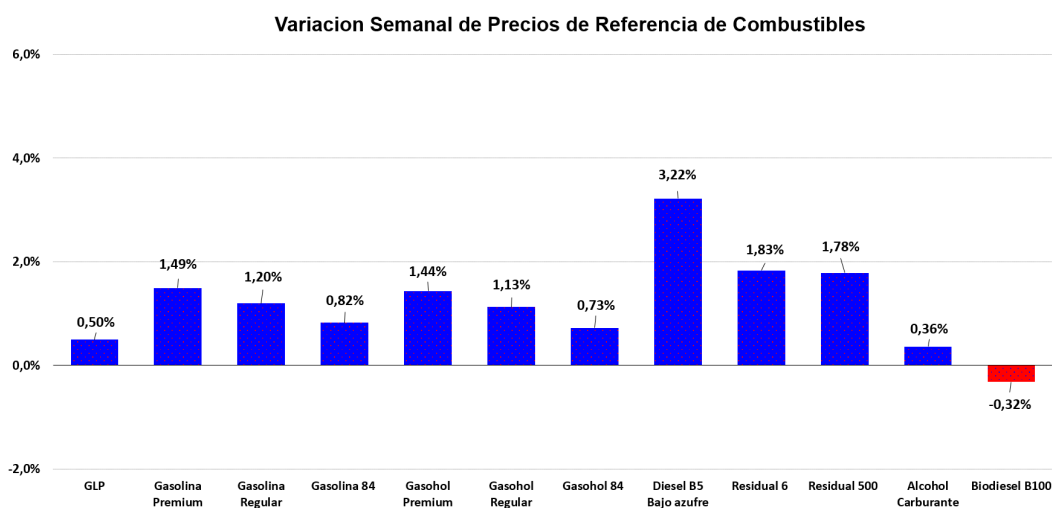
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 03/08/26	Precios 27/07/26	Variación %
GLP	2,02	2,01	0,50%
Gasolina Premium	11,56	11,39	1,49%
Gasolina Regular	10,97	10,84	1,20%
Gasolina 84	9,82	9,74	0,82%
Gasohol Premium	11,30	11,14	1,44%
Gasohol Regular	10,76	10,64	1,13%
Gasohol 84	9,70	9,63	0,73%
Diesel B5 Bajo azufre	14,44	13,99	3,22%
Residual 6	7,22	7,09	1,83%
Residual 500	6,85	6,73	1,78%
Alcohol Carburante	8,28	8,25	0,36%
Biodiesel B100	18,66	18,72	-0,32%

(*) 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

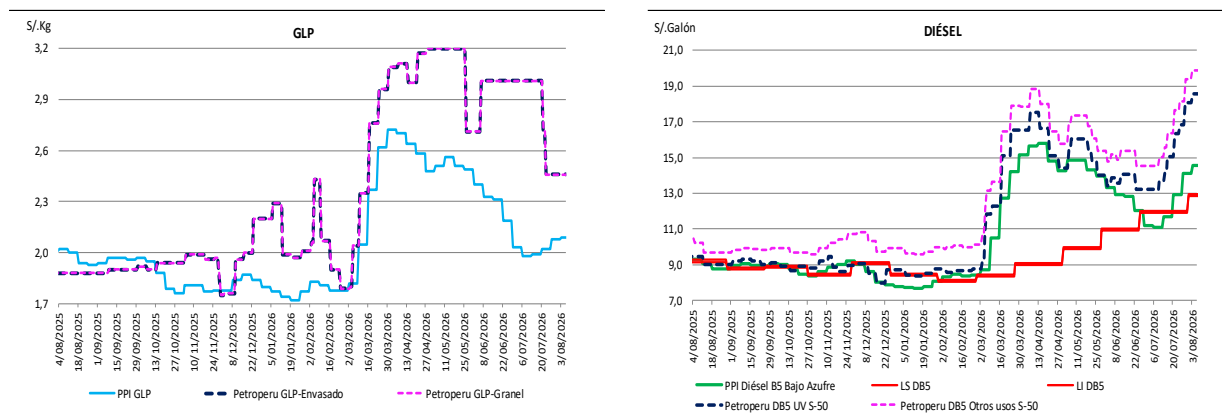
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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) %
	04/08/26	29/07/26	03/08/26	03/08/26	03/08/26	03/08/26
Gasolina Premium	14,13	13,46	5,0%	11,75	2,38	20,3%
Gasolina Regular	13,60	12,96	4,9%	11,16	2,44	21,9%
Gasohol Premium	13,81	13,15	5,0%	11,49	2,32	20,2%
Gasohol Regular	13,46	12,83	4,9%	10,95	2,51	22,9%
Diesel B5 UV S-50	18,54	18,05	2,7%	14,57	3,97	27,2%
Residual 6	13,58	13,46	0,9%	7,41	6,17	83,3%
Residual 500	13,21	13,11	0,8%	7,04	6,17	87,6%

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

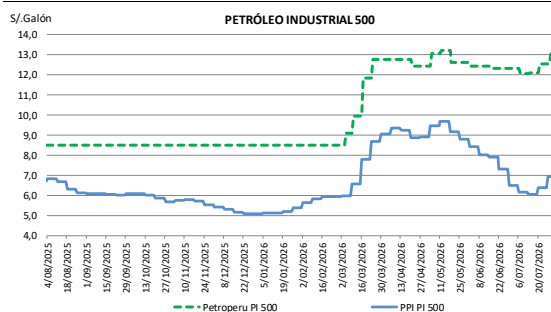
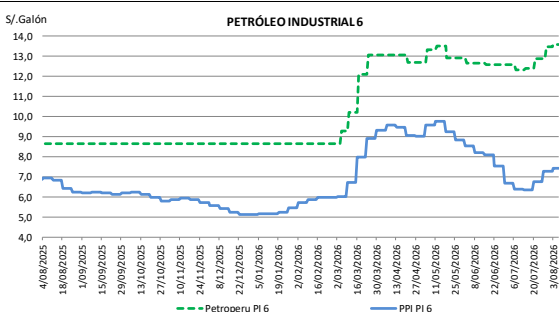
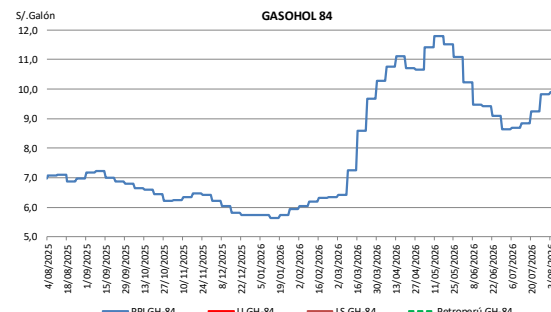
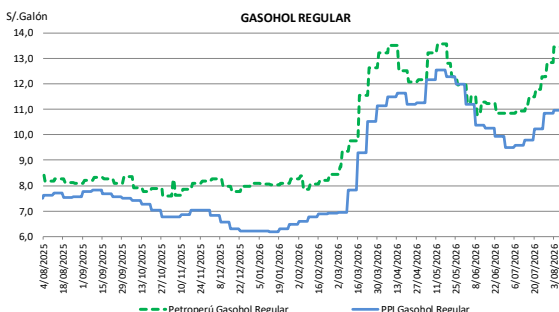
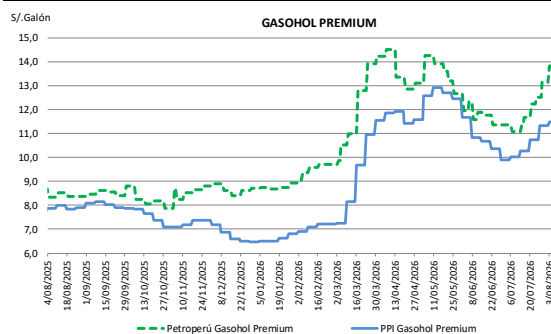
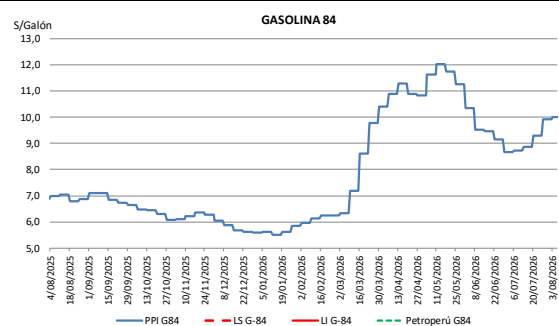
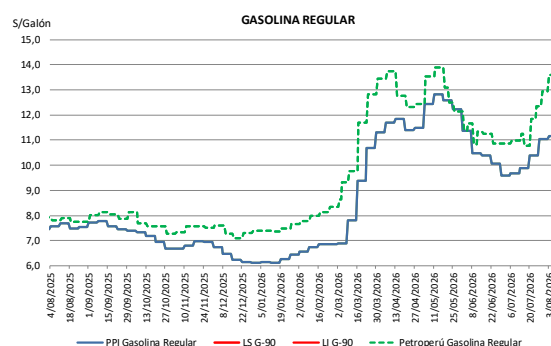
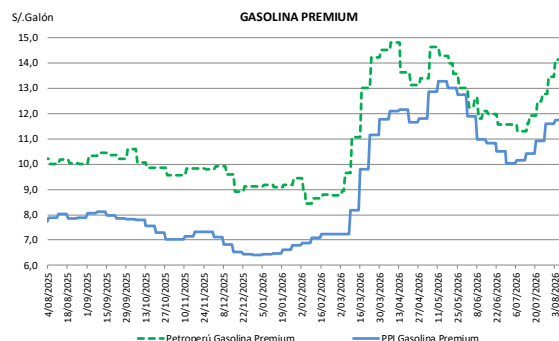


Fuentes: Osinergmin y Petroperú*

* 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

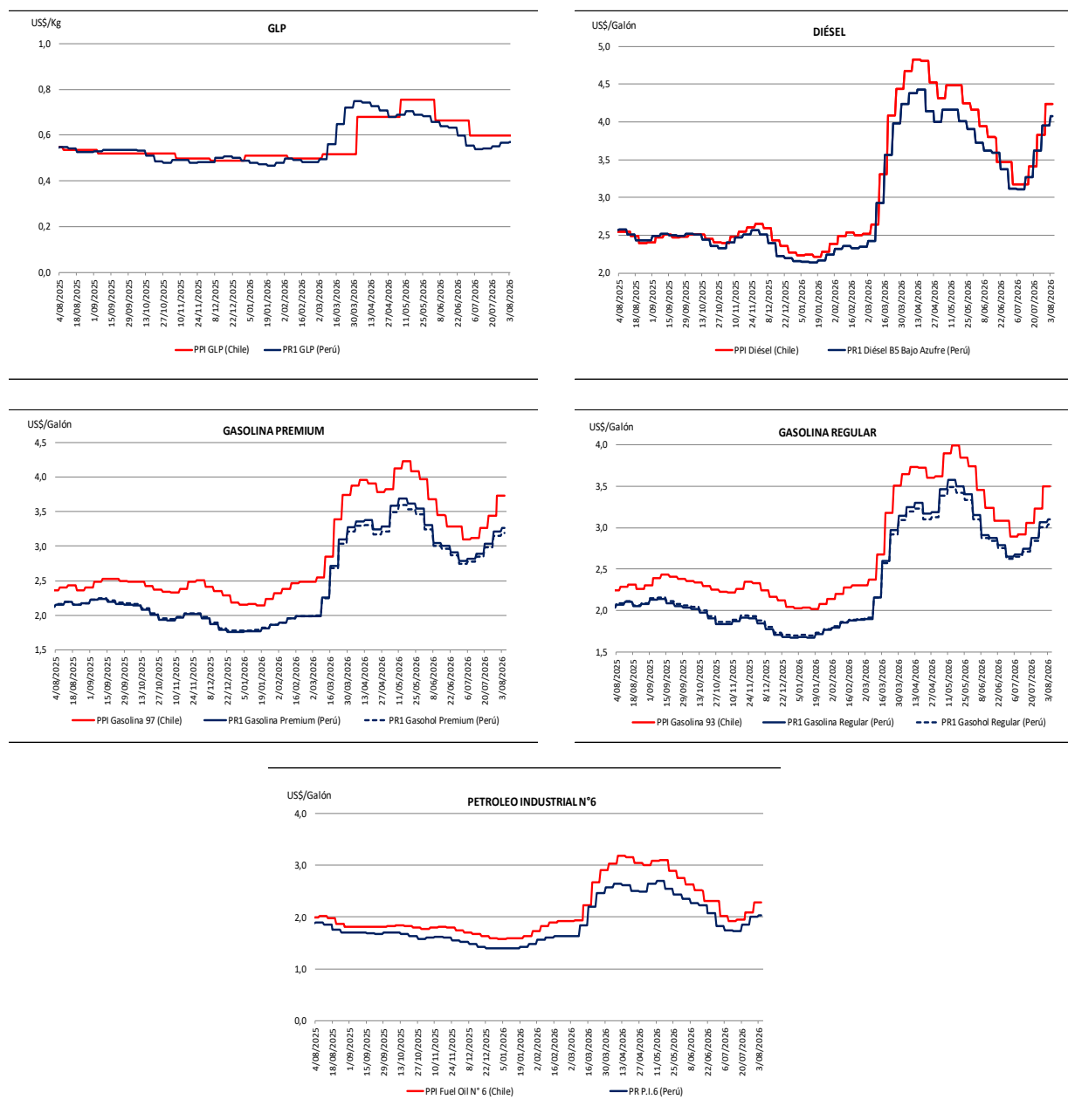


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

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.

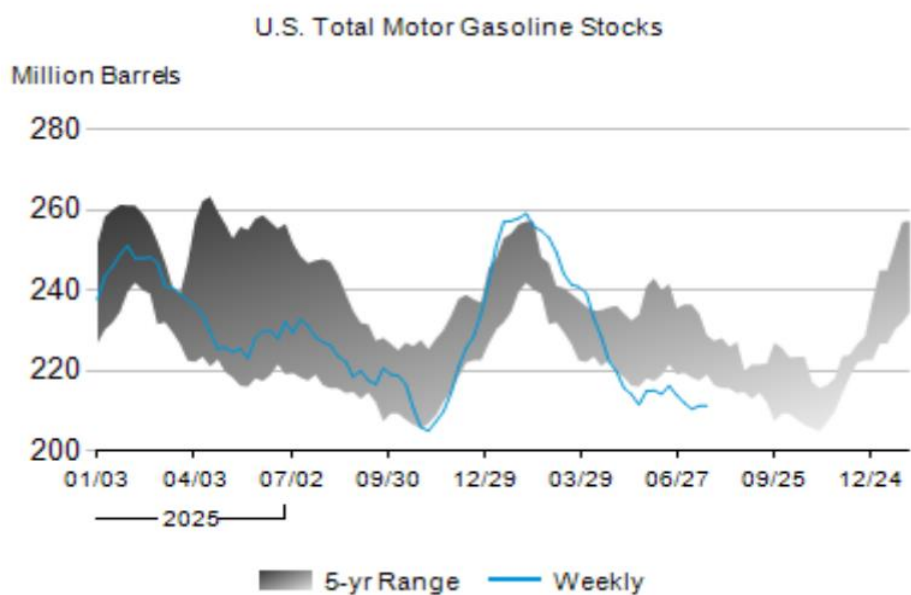
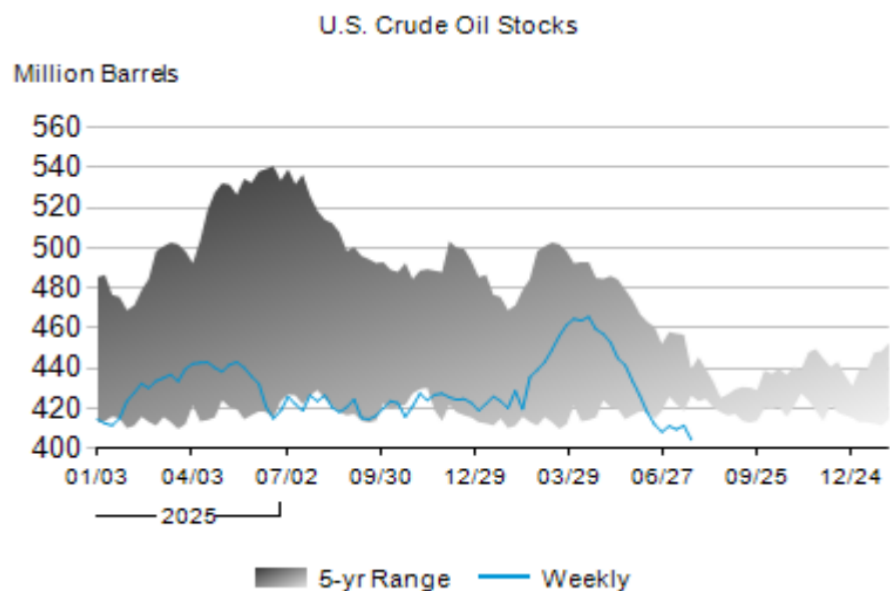
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinergmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

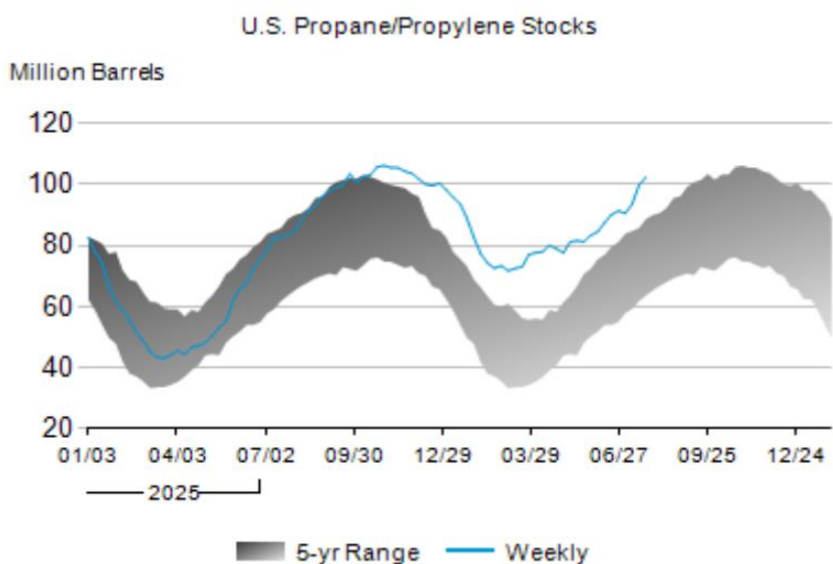
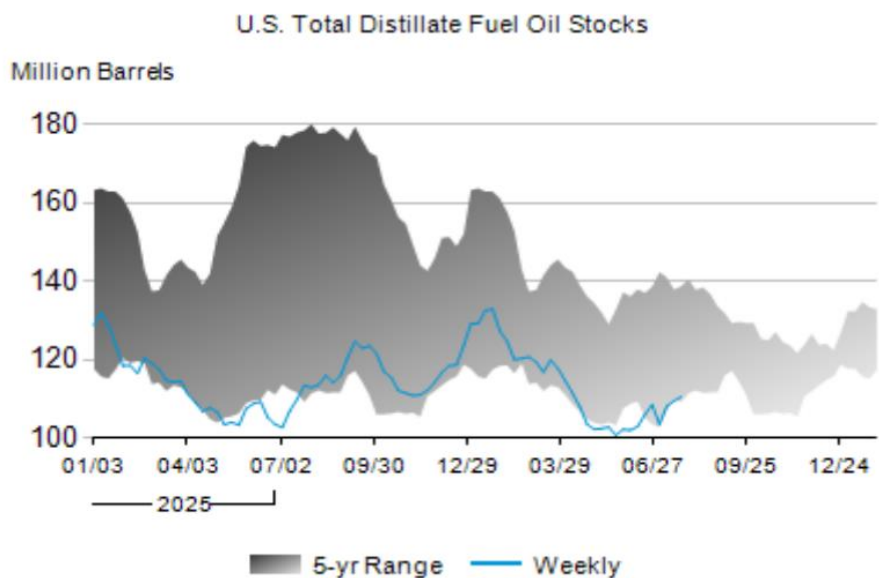
ANEXO N° 1⁵



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

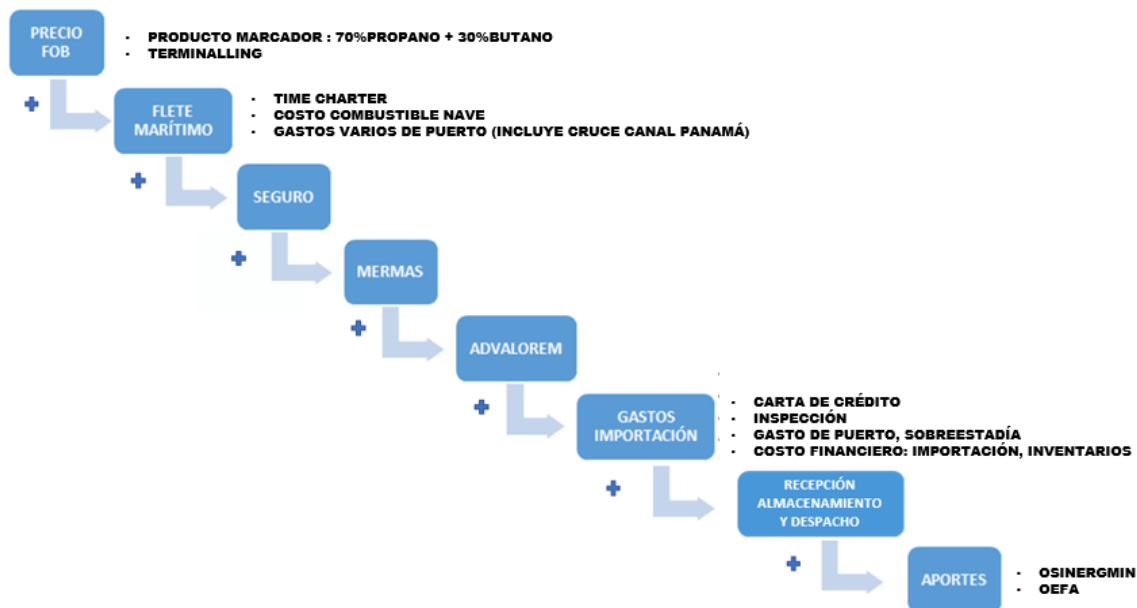


Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



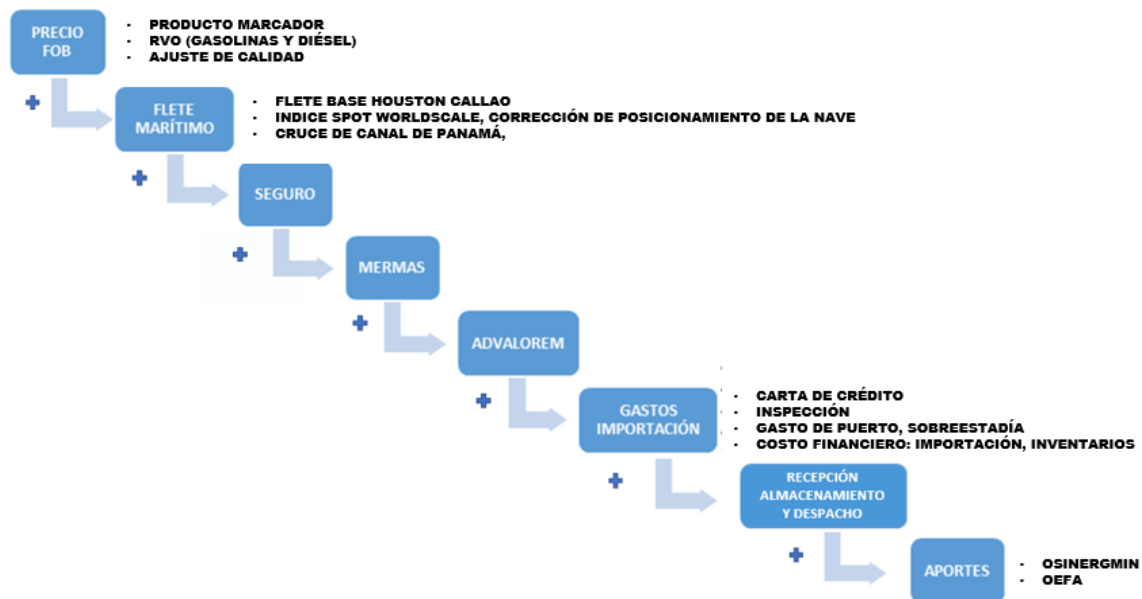
ANEXO N° 2

Estructura del Precio de Referencia de Importación (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