

INFORME N° PR-40-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 05/10/2026

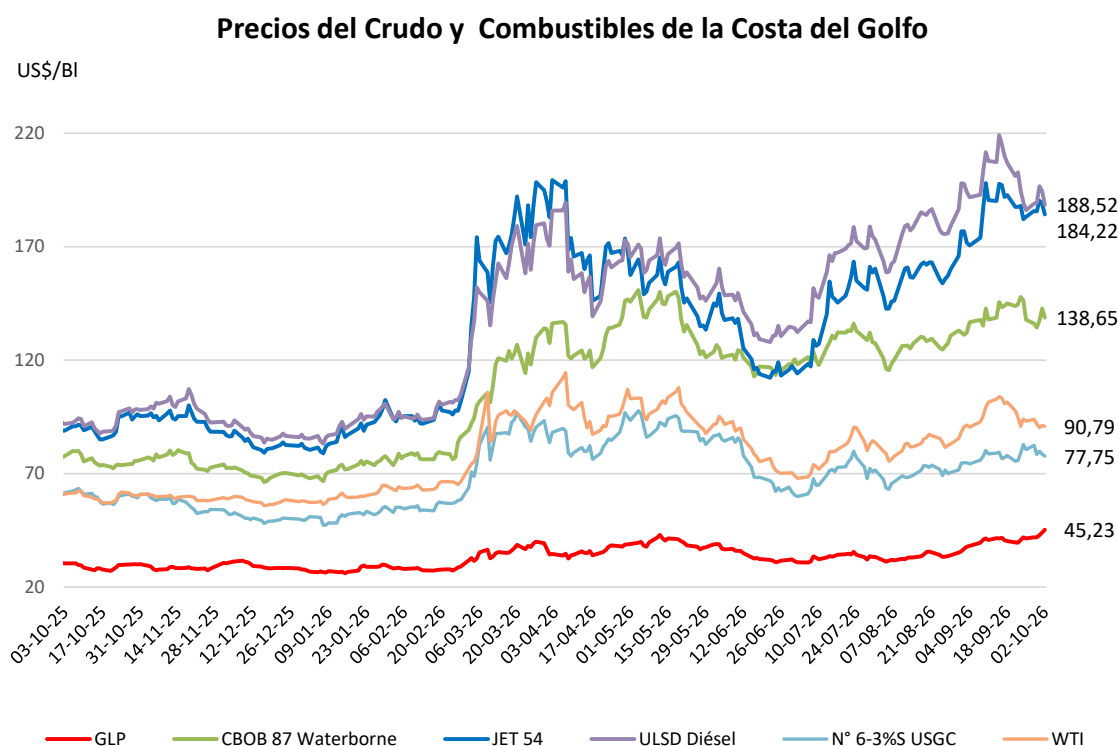
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA ¹

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 90,79 US\$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 138 US\$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 184 US\$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 45,23 US\$/Bl.

En las semanas del 21.09.2026 al 02.10.2026, 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 y propano, así como el descenso de las existencias de gasolinas y destilado medio, al 25 de septiembre del 2026**

Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 0,9 millones de barriles alcanzando los 427,3 millones de barriles, ubicándose en un +2% por encima de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

Por su parte, las existencias de gasolinas se redujeron en 1,7 millones de barriles, reportando un total de 204,4 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción cayeron en 2,3 millones de barriles, ubicándose en 105,2 millones de barriles.

Finalmente, las existencias de propano se elevaron en 1,78 millones de barriles, registrando un nivel de 109,65 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 reactivan las negociaciones sobre el Estrecho de Ormuz, pero Irán mantiene condicionada su reapertura mientras mejoran parcialmente los flujos regionales**

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.

Durante julio, el memorando interino perdió progresivamente efectividad hasta colapsar y dar paso a una nueva escalada militar y marítima. A inicios del mes, el tránsito por Ormuz

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

descendió desde los máximos de junio hacia 20-25 buques diarios; posteriormente, ataques contra embarcaciones llevaron a EE.UU. a revocar el 7 de julio la autorización temporal para comercializar crudo iraní y reanudar sus operaciones militares. A mediados de mes, Washington restableció el bloqueo naval y Teherán respondió contra bases, instalaciones energéticas y buques, reduciendo los cruces por Ormuz a apenas tres o cuatro embarcaciones en algunos días y paralizando prácticamente el tránsito de metaneros. Desde el 20 de julio, la crisis se extendió hacia Bab el-Mandeb, donde los hutíes anunciaron un bloqueo contra Arabia Saudita y atacaron petroleros, mientras EE.UU. acumuló trece noches consecutivas de operaciones contra Irán. Una pausa táctica iniciada el 24 de julio permitió dos días sin ataques directos, pero no derivó en un alto el fuego: el 29 se reanudaron las hostilidades y, aunque Omán retomó su mediación, Irán rechazó una gestión regional conjunta de Ormuz. Al cierre del mes, el tránsito continuaba mínimo: seis buques de materias primas cruzaron el 28 de julio y solo dos VLCC salieron el día 31, mientras Bab el-Mandeb mostraba una recuperación parcial, pero bajo persistente amenaza hutí.

Durante agosto, la confrontación entre EE.UU. e Irán alternó entre nuevos esfuerzos diplomáticos y una progresiva escalada económica y militar, sin lograr una normalización sostenida del transporte energético. A comienzos del mes, Omán, Catar y Pakistán intensificaron las gestiones para alcanzar un acuerdo sobre la navegación por Ormuz, mientras Irán y Omán avanzaban en un corredor marítimo temporal. Sin embargo, las diferencias sobre el levantamiento de sanciones, el bloqueo naval y la liberación de activos congelados impidieron concretar un entendimiento. A mediados de agosto, EE.UU. endureció sus amenazas económicas e Irán reiteró que mantendría las restricciones marítimas mientras no se atendieran sus exigencias. El 25 de agosto, EE.UU. amplió las sanciones contra empresas, personas y embarcaciones vinculadas con Irán, incluyendo la amenaza de sanciones secundarias contra terceros países. La tensión alcanzó un nuevo punto crítico el 30 de agosto, cuando fuerzas estadounidenses atacaron dos lanzadores iraníes en la isla de Larak, alegando preparativos para colocar minas en Ormuz, e Irán respondió con misiles contra posiciones estadounidenses en Jordania. Durante el mes, el tránsito marítimo permaneció severamente restringido y volátil, mientras los ataques contra embarcaciones, las dificultades para transportar hidrocarburos y las amenazas sobre Bab el-Mandeb mantuvieron elevada la incertidumbre sobre el abastecimiento energético internacional.

Entre el 31 de agosto y el 6 de septiembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán escaló desde ataques contra posiciones militares hacia una afectación directa del transporte petrolero. Tras nuevos intercambios contra objetivos iraníes y posiciones estadounidenses en la región, el conflicto se trasladó al ámbito marítimo. El 5 de septiembre, fuerzas estadounidenses atacaron tres petroleros iraníes: Downy, Stark I y Kylo/Noxen, después de ataques iraníes contra buques de guerra estadounidenses; Irán respondió atacando tres tanqueros que consideraba en rutas no autorizadas y otros buques vinculados a EE.UU.

La escalada redujo aún más el tránsito por el estrecho de Ormuz. Al 6 de septiembre, el promedio móvil de diez días descendió a 10 buques de materias primas diarios, su nivel más bajo desde mayo, frente a más de 15 dos días antes. Apenas 2 embarcaciones cruzaron el sábado y 6 el domingo, mientras ningún buque VLCC había salido del estrecho desde el miércoles y un tanquero saudí con productos tuvo que regresar. La creciente restricción física del suministro elevó al crudo Brent hasta US\$ 96,28/barril, su mayor nivel desde julio,

con un avance semanal de 7,6%; el WTI cerró en US\$ 91,48/barril, casi 10% por encima de la semana anterior, mientras el diésel estadounidense alcanzó aproximadamente US\$ 5,85/galón.

Entre el 7 y 13 de septiembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán se intensificó y amplió sus efectos sobre el transporte energético de Oriente Medio. Al inicio de la semana, el tránsito por el estrecho de Ormuz permanecía severamente restringido, cuando el 7 de septiembre solo 7 buques de materias primas atravesaron el paso, frente a 8 el día previo. La escalada alcanzó su punto más crítico el 9 de septiembre, cuando EE.UU. hundió cinco petroleros iraníes e Irán respondió atacando 10 embarcaciones próximas a Ormuz y lanzando 20 misiles contra una base estadounidense en Jordania, de los cuales 18 fueron interceptados. Los flujos petroleros por el estrecho llegaron a estimarse en apenas 2 millones de bpd, frente a hasta 9 millones previamente, impulsando nuevamente al Brent por encima de US\$100/barril. El 10 de septiembre, nuevos ataques contra la navegación elevaron el Brent 6,34%, hasta US\$107,63/barril, y el WTI 6,69%, hasta US\$102,48/barril. El viernes 11, las expectativas de un eventual acuerdo regional para gestionar temporalmente el tránsito moderaron la presión y llevaron al Brent a US\$104,61 y al WTI a US\$100,05, aunque ambos cerraron la semana con ganancias superiores al 8%.

El alivio, sin embargo, fue limitado. Ataques con drones obligaron a Arabia Saudita a cerrar temporalmente su oleoducto Este-Oeste, principal vía para transportar crudo hacia Yanbu y evitar Ormuz, por donde circulaban alrededor de 4 millones de bpd. Al 13 de septiembre, los inventarios disponibles en Yanbu permitirían sostener las exportaciones durante apenas 5 a 7 días, mientras algunas estimaciones señalaban que las reparaciones podrían extenderse entre cinco y seis semanas. Con ello, la crisis dejó de concentrarse únicamente en Ormuz y pasó a comprometer también una de las principales rutas alternativas de exportación saudí, elevando el riesgo sobre un volumen equivalente a cerca del 4% de la oferta mundial de petróleo.

Entre el 14 y 20 de septiembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán continuó combinando presiones económicas y militares con nuevos esfuerzos diplomáticos, mientras la crisis petrolera se extendía hacia las principales rutas de exportación saudíes. El 14 de septiembre, EE.UU. amplió las sanciones financieras contra Irán, incluyendo al banco ruso VTB por presuntamente facilitar operaciones comerciales con entidades iraníes sancionadas. Paralelamente, los ataques contra el oleoducto Este-Oeste de Arabia Saudita, con capacidad de 7 millones de bpd, provocaron la suspensión de cargas en Yanbu y la cancelación de suministros a compradores europeos, impulsando el precio del crudo Brent hasta US\$ 108,75/barril el 15 de septiembre. Sin embargo, Saudi Aramco reorientó parte de sus exportaciones hacia las terminales del Golfo Pérsico, mientras las expectativas de reparación del oleoducto y la intervención diplomática de China para contener los ataques hutíes moderaron los temores de desabastecimiento. En el frente diplomático, el 19 de septiembre, Irán confirmó que había transmitido mediante Catar sus condiciones para retomar las negociaciones, incluyendo el cese de hostilidades, el levantamiento del bloqueo naval y la liberación de fondos congelados. El 20 de septiembre, Trump manifestó su disposición a reunirse con su homólogo iraní, aunque ambas partes intercambiaron nuevas amenazas militares. Al cierre de la semana, los avances diplomáticos y la recuperación parcial de las exportaciones saudíes contribuyeron a moderar los precios, llevando al Brent

a US\$ 104,87/barril y al WTI a US\$ 100,30/barril el 18 de septiembre, pese a la persistencia de restricciones marítimas y riesgos sobre el suministro regional.

Entre el 21 y 27 de septiembre, la crisis combinó una recuperación parcial de los flujos petroleros saudíes con nuevos intentos diplomáticos que finalmente no lograron destrabar el Estrecho de Ormuz. El 21 de septiembre, Arabia Saudita intensificó los embarques desde sus terminales del Golfo, elevando los flujos por Ormuz hasta alrededor de 2,9 millones de bpd, desde 0,7 millones en agosto, y cargando unos 14 millones de barriles en siete VLCC (Buques con capacidad de hasta 2 millones de barriles). El 22 de septiembre, Aramco reinició a baja capacidad el oleoducto Este-Oeste, mientras Irán presentó en Nueva York sus condiciones para reabrir Ormuz, incluyendo el levantamiento del bloqueo naval, la liberación de activos congelados y el cese de las hostilidades. Sin embargo, las negociaciones indirectas continuaron mostrando profundas diferencias y aproximadamente un tercio del petróleo del Golfo permanecía fuera del mercado. La tensión volvió a aumentar el 24 de septiembre, cuando Arabia Saudita interceptó seis misiles hutíes dirigidos hacia Taif y Yanbu; el Brent subió 3,4%, hasta US\$ 106,60/barril, y el WTI 2,7%, hasta US\$ 94,61/barril. Finalmente, Trump rechazó la propuesta iraní para poner fin a las hostilidades y reabrir Ormuz, mientras Irán reiteró que la diplomacia seguía siendo la única salida, manteniendo sin resolver el principal foco de riesgo petrolero regional.

Entre el 28 de septiembre y el 4 de octubre, la confrontación entre EE.UU. e Irán combinó una nueva apertura diplomática con la persistencia de restricciones sobre el Estrecho de Ormuz. Tras el rechazo inicial de Trump a la propuesta iraní, Catar retomó su mediación y el 30 de septiembre transmitió a Irán la respuesta estadounidense a un plan de siete días orientado a reconstruir la confianza y normalizar progresivamente el tránsito marítimo. Las principales diferencias se concentraron en el orden de aplicación de las medidas, más que en su contenido, manteniéndose pendientes aspectos vinculados con el levantamiento del bloqueo, las sanciones y las garantías de seguridad. Paralelamente, el tránsito energético mostró señales parciales de recuperación, incluidos nuevos cruces de metaneros vinculados a Catar y mayores exportaciones de crudo desde los países del Golfo. Sin embargo, el 4 de octubre Irán reiteró que Ormuz no sería reabierto plenamente hasta que EE.UU. cumpliera las siete condiciones establecidas en el acuerdo interino de junio, mientras mantenía la amenaza de responder militarmente ante nuevos ataques. De este modo, las conversaciones redujeron temporalmente la prima geopolítica, pero no lograron resolver el principal riesgo para el suministro energético regional.

En consecuencia, durante la última semana se produjo una mejora parcial de los flujos de petróleo y GNL del Golfo y un nuevo acercamiento diplomático entre EE.UU. e Irán, factores que moderaron los temores inmediatos de desabastecimiento. No obstante, la reapertura completa de Ormuz continuó condicionada a un acuerdo político todavía pendiente, mientras persistieron riesgos para la navegación y elevados costos logísticos. La recuperación de las exportaciones regionales y de las rutas alternativas saudíes alivió parcialmente la presión sobre el mercado, pero la ausencia de un acuerdo definitivo mantuvo elevada la incertidumbre y la prima de riesgo sobre el petróleo y los combustibles.

- **China suspende las exportaciones de combustibles y profundiza la escasez internacional de derivados**

Las principales refinerías chinas suspendieron durante octubre sus exportaciones de gasolina, diésel y otros productos petrolíferos fuera de Hong Kong y Macao, priorizando el reabastecimiento de inventarios internos. PetroChina llegó a cancelar cargamentos de gasolina y combustible de aviación previamente contratados, mientras otras refinadoras evitaron programar nuevos embarques durante la Semana Dorada (periodo vacacional nacional que se celebra alrededor del 1 de octubre, por el Día Nacional de la República Popular China).

La medida tuvo un fuerte impacto sobre el mercado asiático. Los márgenes de refinación de diésel ascendieron inicialmente hacia US\$ 75/barril y los márgenes de gasolina llegaron posteriormente a superar US\$ 50/barril sobre el precio del crudo Brent. Singapur, uno de los principales receptores, ya registraba importaciones de gasolina china alrededor de 62% inferiores a las de 2025. Al retirar oferta de un mercado que ya sufría menores suministros rusos y de Oriente Medio, la decisión constituye uno de los principales impulsos alcistas de la semana para gasolina, diésel y jet fuel.

- **EE.UU. y el G7 aceleran la liberación de reservas estratégicas de petróleo para contener los precios**

El 29 de septiembre, el Departamento de Energía de EE.UU. abrió una licitación para entregar mediante intercambio hasta 40 millones de barriles de crudo de la Reserva Estratégica de Petróleo (SPR), con despachos previstos para noviembre y diciembre. La operación completa el compromiso estadounidense de 172 millones de barriles dentro de la acción coordinada de 400 millones de barriles acordada por los países miembros de la AIE para compensar las disrupciones de suministro derivadas del conflicto con Irán. La SPR estadounidense se redujo hasta aproximadamente 284 millones de barriles, su menor nivel desde 1982, aunque los volúmenes prestados deberán ser devueltos posteriormente con una prima.

La respuesta se amplió el 2 de octubre, cuando el G7 acordó liberar y acelerar la llegada al mercado de hasta 100 millones de barriles de crudo, diésel y otros productos durante los siguientes cuatro meses, priorizando una fuerte liberación de diésel durante los primeros 20 días. La AIE informó que para entonces ya se habían colocado alrededor de 325 millones de barriles, más del 80% de los 400 millones originalmente comprometidos, por lo que parte de los nuevos volúmenes corresponde a una aceleración de entregas previamente acordadas y no necesariamente a reservas adicionales.

Las medidas ejercieron presión bajista de corto plazo sobre el crudo y los combustibles, al incrementar temporalmente la oferta disponible. Sin embargo, su capacidad para reducir sostenidamente los precios sigue limitada por la escasez de diésel, las restricciones sobre los productos refinados y la reducción progresiva de los inventarios estratégicos, por lo que funcionan principalmente como un amortiguador temporal frente a las disrupciones del mercado.

- **Israel mantiene las operaciones contra Hezbolá mientras siguen estancados el desarme y la retirada del sur del Líbano**

Entre el 28 de septiembre y el 4 de octubre, Israel mantuvo sus operaciones militares y demoliciones en el sur del Líbano pese a la tregua vigente. El 28 de septiembre, el ejército israelí anunció la culminación de una operación de gran escala en Mansouri, donde afirmó haber destruido más de 600 instalaciones vinculadas a Hezbolá, ocho túneles y decenas de lanzadores de cohetes. Durante los días siguientes continuaron explosiones, demoliciones y fuego de artillería en Mansouri, Majdal Zoun, Nabatieh y otras localidades del sur, mientras el 4 de octubre se reportaron nuevos ataques y bombardeos sobre diversas zonas de la región.

Paralelamente, no se registraron avances sustanciales en la implementación del acuerdo que vincula la retirada gradual israelí con el desarme de Hezbolá y el despliegue del ejército libanés. El primer ministro Nawaf Salam reiteró ante EE.UU. la necesidad de avanzar hacia una retirada israelí completa y concentrar las armas bajo control estatal, mientras Israel sostuvo que mantendrá su presencia hasta considerar eliminada la amenaza de Hezbolá. En consecuencia, la tregua continúa siendo frágil y el riesgo de una nueva escalada permanece elevado, particularmente mientras persistan la ocupación israelí de zonas del sur, las operaciones contra infraestructura de Hezbolá y la falta de acuerdo sobre el desarme definitivo del grupo.

- **Ucrania intensifica la presión sobre las refinerías rusas y Rusia restringe las exportaciones de diésel**

Durante el 28 de septiembre y 4 de octubre, Ucrania mantuvo su campaña contra la infraestructura energética rusa y anunció que intensificará los ataques contra refinerías como respuesta a los bombardeos rusos sobre su infraestructura. Al cierre de la semana, el Ministerio de Defensa ucraniano afirmó que los ataques acumulados habían afectado instalaciones equivalentes al 51% de la capacidad de refinación rusa, aunque esta estimación no pudo ser verificada independientemente. La AIE señala que la producción rusa de diésel habría disminuido alrededor de 30%, mientras el presidente Vladimir Putin reconoció el 1 de octubre que los ataques habían tenido éxito parcial y generado un impacto equivalente a aproximadamente 1% del PIB ruso.

La reducción de capacidad llevó a Rusia a extender hasta finales de octubre la prohibición de exportaciones de diésel para los productores. Putin señaló además que el combustible ruso no regresaría al mercado internacional mientras permanezcan vigentes las sanciones, aunque el viceprimer ministro Alexander Novak posteriormente dejó abierta la posibilidad de una flexibilización si se genera sobreproducción interna. La menor oferta rusa se suma a las restricciones de productos procedentes de Oriente Medio y mantiene ajustado el mercado mundial de destilados, con el diésel minorista estadounidense superando los US\$ 6,50 por galón durante la semana.

- **OPEP y AIE mantienen débiles perspectivas de demanda, mientras la oferta cae con mayor fuerza**

La OPEP redujo por quinto mes consecutivo su previsión de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para 2026, hasta 380 mil bpd, mientras la Agencia Internacional de la Energía (AIE) elevó su estimación de contracción hasta 2,5 millones de bpd, reflejando el impacto de los altos precios y la menor disponibilidad de combustibles.

Pese al deterioro de la demanda, la AIE prevé que la oferta mundial caerá 5,7 millones de bpd en 2026, hasta 100,7 millones de bpd, mientras los inventarios continúan reduciéndose. En consecuencia, la debilidad de la demanda ejerce presión bajista, pero la mayor pérdida de oferta mantiene ajustado el mercado y sostiene los precios.

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° 023-2026-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 28 de agosto de 2026 hasta el 29 de octubre de 2026.
- Mediante la Resolución N° 026-2026-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 25 de septiembre de 2026 hasta el jueves 29 de octubre 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 Osinermin N° 023-2026-OS/GRT y N° 026-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 06 de octubre de 2026 hasta el lunes 12 de octubre de 2026.
- El día 06.10.2026, 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 para la Gasolina Premium (+0,10 S/Gln), Gasolina Regular (-0,07 S/Gln), Gasohol Premium (+0,13 S/Gln), Gasohol Regular (-0,04 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,59 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,59 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (+0,17 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (+0,21 S/Gln), respecto de sus precios del 02 de octubre.

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)

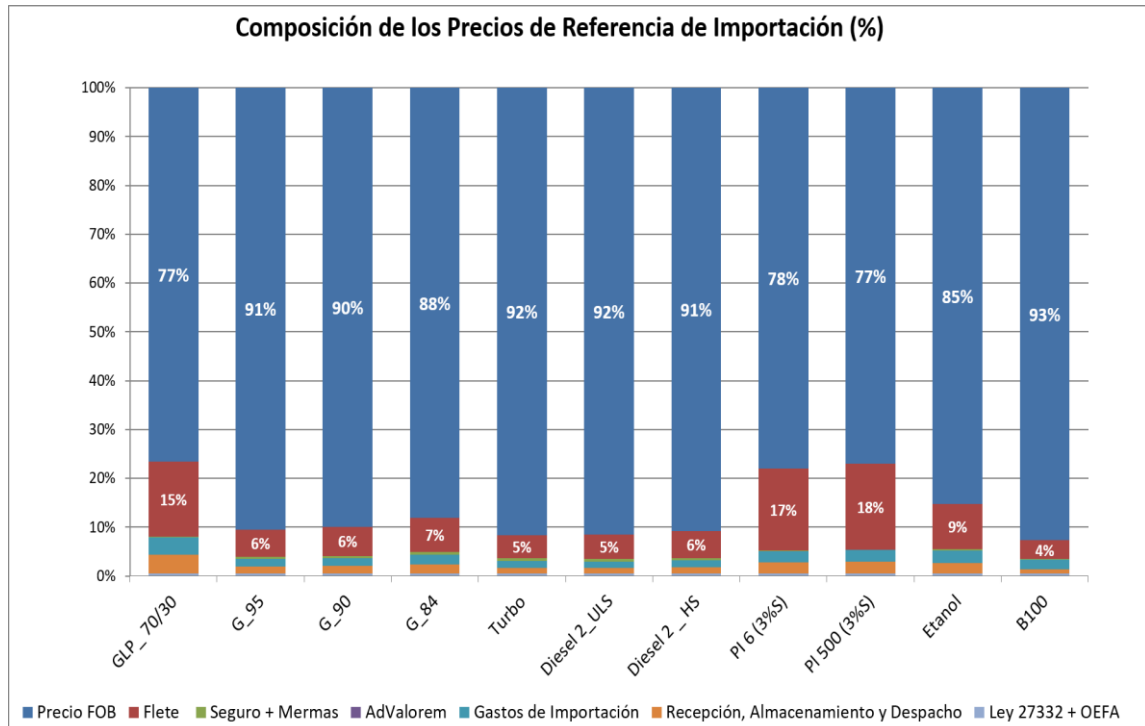
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 21/09/2026 y el 02/10/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PRI) de los Combustibles, al 05-10-26, 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 77% del precio de referencia del GLP, 85% y 93% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, respectivamente, 78% y 77% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; y fue igual o superior al 90% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio

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

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

FOB incluye la tarifa “*Terminalling*” del GLP; el descuento por concepto de RVO, aplicado al precio de las Gasolinas y Diésel 2; y los ajustes de calidad para las Gasolinas, Diésel y Residual 500.

A continuación, se presenta una descripción del cálculo del Precio FOB de los Combustibles, indicando los valores obtenidos para cada uno de sus componentes al 05 de octubre 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 8,57 cent\$/galón equivalente a 3,60 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 13,25 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por RVP:** Se determinó un ajuste de 1,90 US\$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de 1,46 US\$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.
- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 3,36 US\$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -18,07 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 13,25 US\$/Bl.
- **Ajuste de Calidad por Cetano:** No se requieren dado que el producto marcador y el diferencial *export cargo* seleccionados para Diésel con alto contenido de azufre y Diésel de bajo contenido de azufre se encuentran en especificación.

- **Ajuste de Calidad por Contenido de Azufre:** Corresponde al valor de -17,81 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 -4,68 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 seis (06) días de demora. En ese contexto, de las diez cotizaciones consideradas en el presente reporte, algunos días registraron demoras superiores al umbral. Por tanto, los valores de flete utilizados para la presente semana incorporan el costo por demora asociado a la priorización del cruce por el Canal de Panamá mediante subastas. Como resultado, los costos considerados ascienden a 0,27 US\$/BI para el GLP, 0,39 US\$/BI para las gasolinas y 0,39 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 : 5-Oct-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	45,52	147,27	136,07	114,65	186,28	183,84	166,03	79,07	74,39	95,50	245,53
Precio Marcador	41,92	145,37	131,26	131,26	186,28	183,84	183,84	79,07	79,07	95,50	245,53
Ajuste de Calidad		1,90	4,82	-16,61			-17,81		-4,68		
Terminalling	3,60										
Flete Marítimo	9,16	9,06	9,06	9,06	9,69	10,16	10,16	17,05	17,05	10,30	10,22
Seguro	0,05	0,44	0,41	0,35	0,08	0,32	0,29	0,04	0,04	0,02	0,05
Mermas	0,00	0,35	0,33	0,28	0,94	0,58	0,53	0,00	0,00	0,25	0,27
Valor CIF	54,73	157,11	145,86	124,33	196,99	194,90	177,01	96,15	91,47	106,08	256,07
Advalorem											
Gastos de Importación	2,07	2,39	2,32	2,68	3,01	2,66	2,54	2,32	2,28	2,86	5,16
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	0,26	0,84	0,78	0,69	0,89	0,97	0,89	0,50	0,48	0,59	1,17
Precio de Referencia Ex-Planta	59,43	162,72	151,34	130,07	203,26	200,91	182,81	101,35	96,61	111,95	264,83

(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.

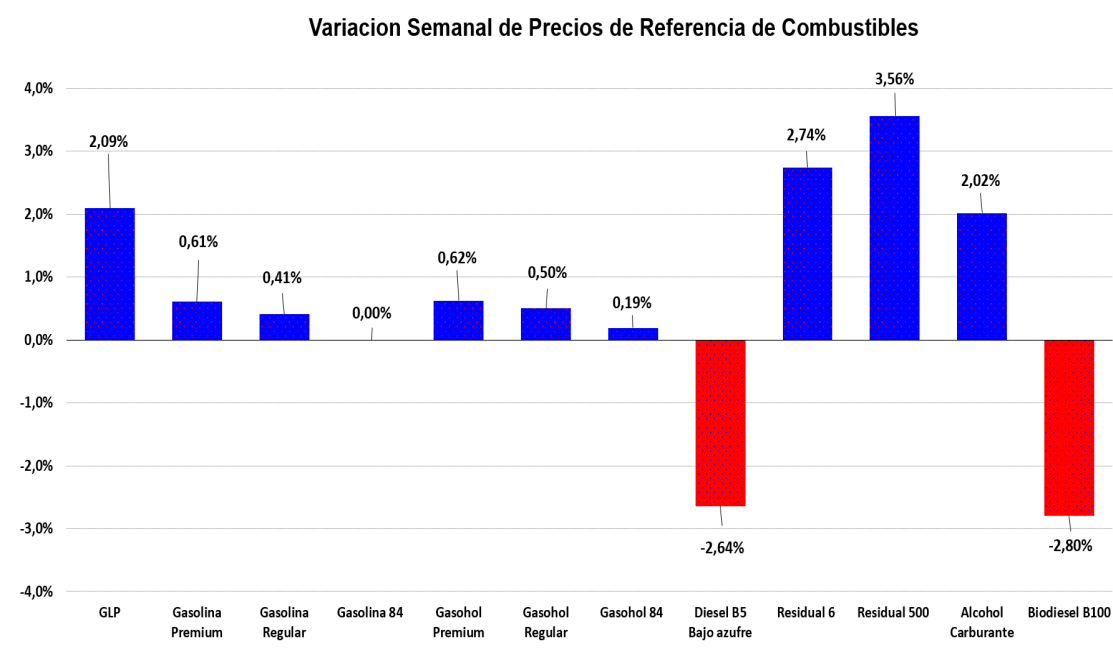
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

TABLA N° 2: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN

PRODUCTOS	OSINERGMIN		
	Precios 05/10/26	Precios 28/09/26	Variación %
GLP	2,44	2,39	2,09%
Gasolina Premium	13,24	13,16	0,61%
Gasolina Regular	12,31	12,26	0,41%
Gasolina 84	10,58	10,58	0,00%
Gasohol Premium	12,91	12,83	0,62%
Gasohol Regular	12,06	12,00	0,50%
Gasohol 84	10,47	10,45	0,19%
Diesel B5 Bajo azufre	16,60	17,05	-2,64%
Residual 6	8,24	8,02	2,74%
Residual 500	7,86	7,59	3,56%
Alcohol Carburante	9,11	8,93	2,02%
Biodiesel B100	21,54	22,16	-2,80%

(*) 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



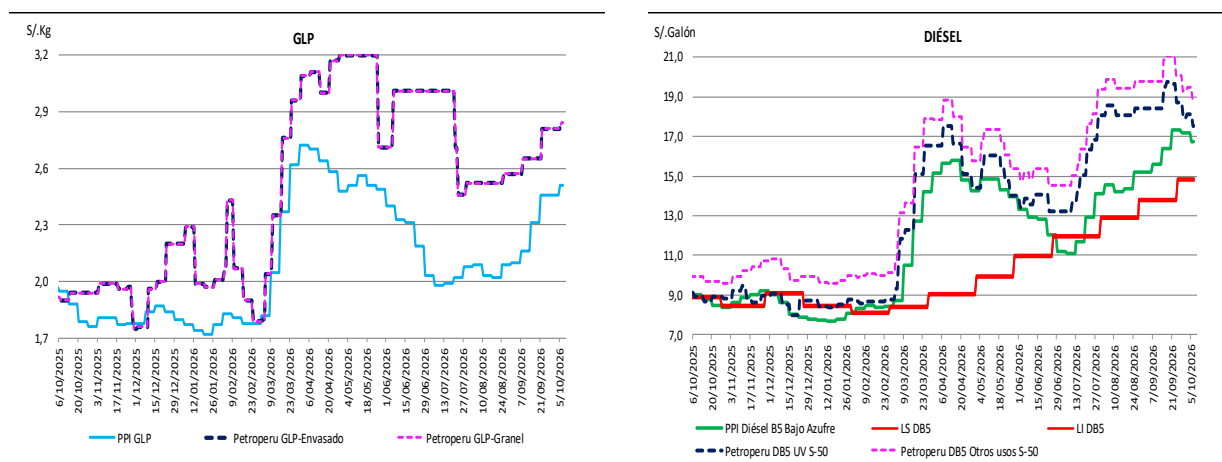
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

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

PRODUCTOS	Soles/galón					
	PETROPERU					
	A	B	A/B-1		PN vs.	PN vs.
	Precio Neto (PN)	Precio Neto (PN)	Var% Precio Neto	PR1 + MC	(PR1 + MC) S./Gln	(PR1 + MC) %
	06/10/26	02/10/26	05/10/26	05/10/26	05/10/26	05/10/26
Gasolina Premium	15,52	15,42	0,6%	13,43	2,09	15,6%
Gasolina Regular	14,13	14,20	-0,5%	12,50	1,63	13,0%
Gasohol Premium	15,13	15,00	0,9%	13,10	2,03	15,5%
Gasohol Regular	13,94	13,98	-0,3%	12,25	1,69	13,8%
Diesel B5 UV S-50	17,54	18,13	-3,3%	16,73	0,81	4,8%
Residual 6	14,39	14,22	1,2%	8,43	5,96	70,7%
Residual 500	14,00	13,79	1,5%	8,05	5,95	73,9%

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

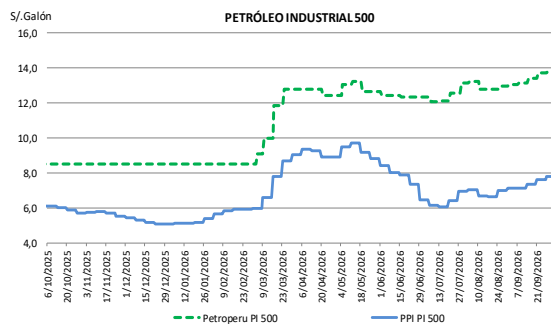
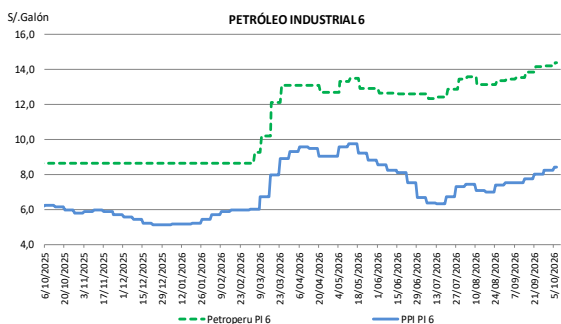
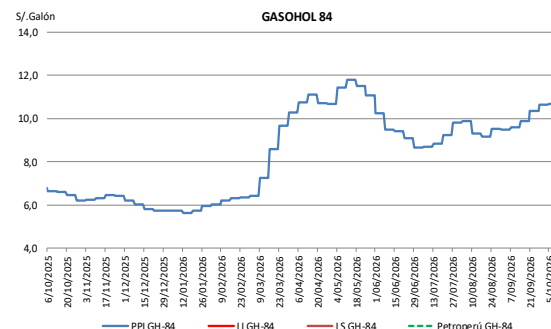
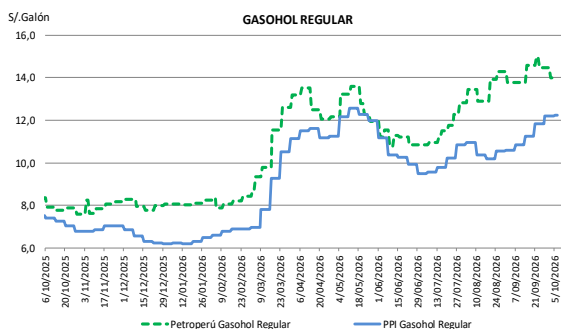
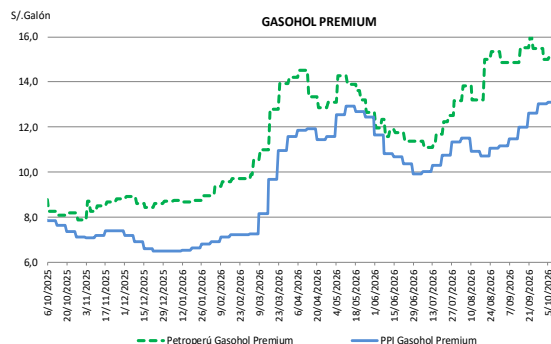
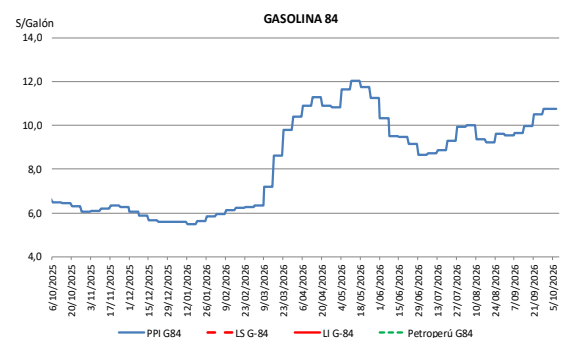
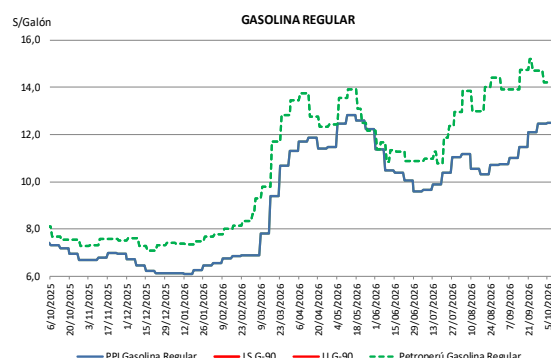
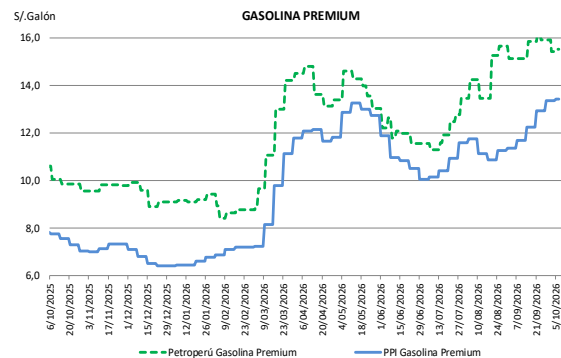


Fuentes: Osinergmin y Petroperú*

* 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

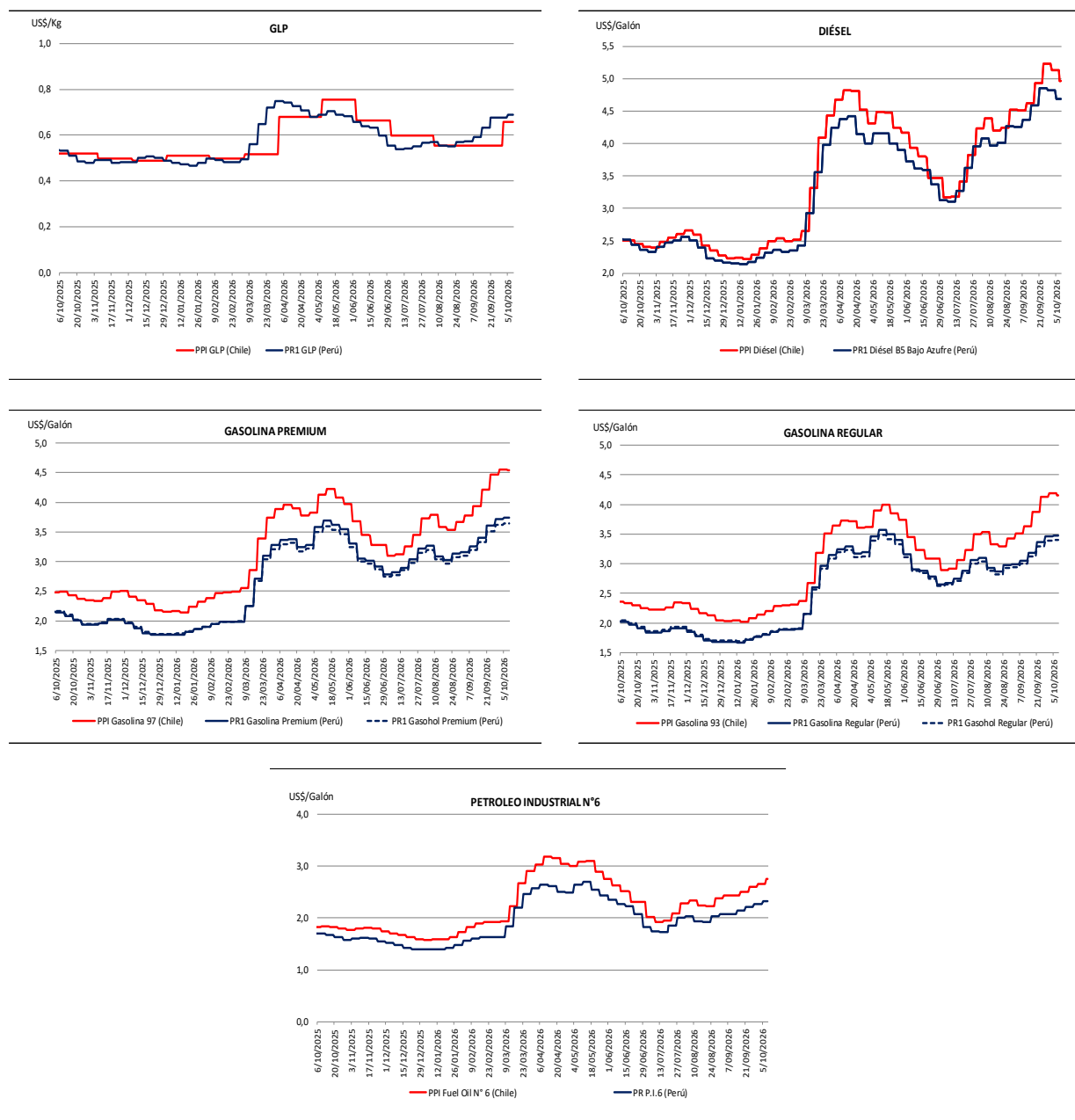


Fuente: Osinerghmin y Petrolerú

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.

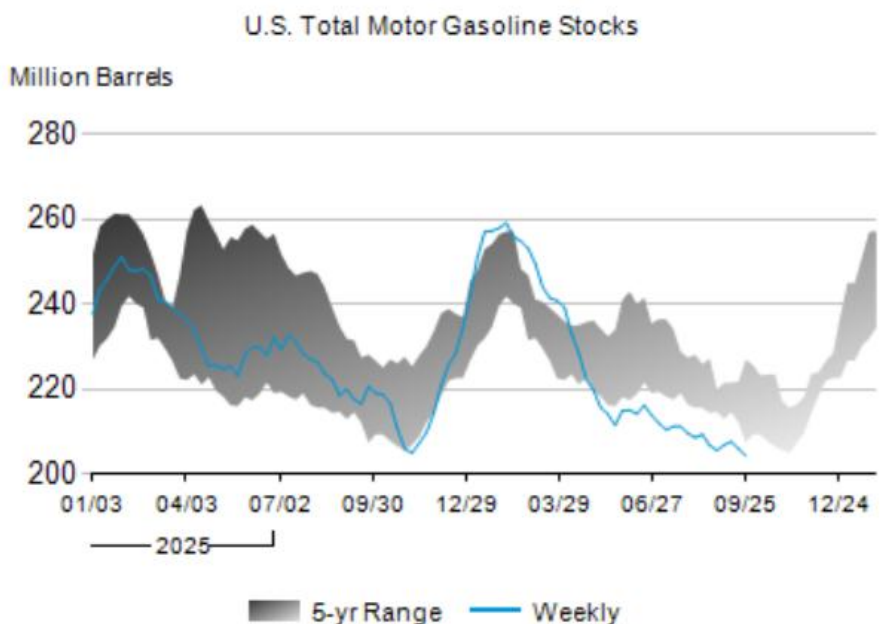
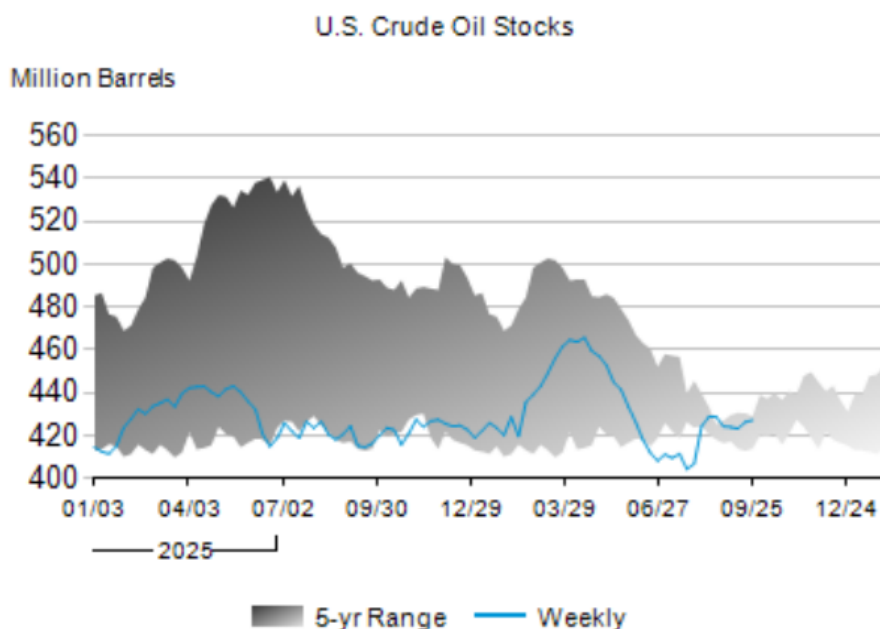
GRAFICA N° 7: Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US\$/Galón



Fuente: Osinerghmin y ENAP

MMC / MMT / ASC

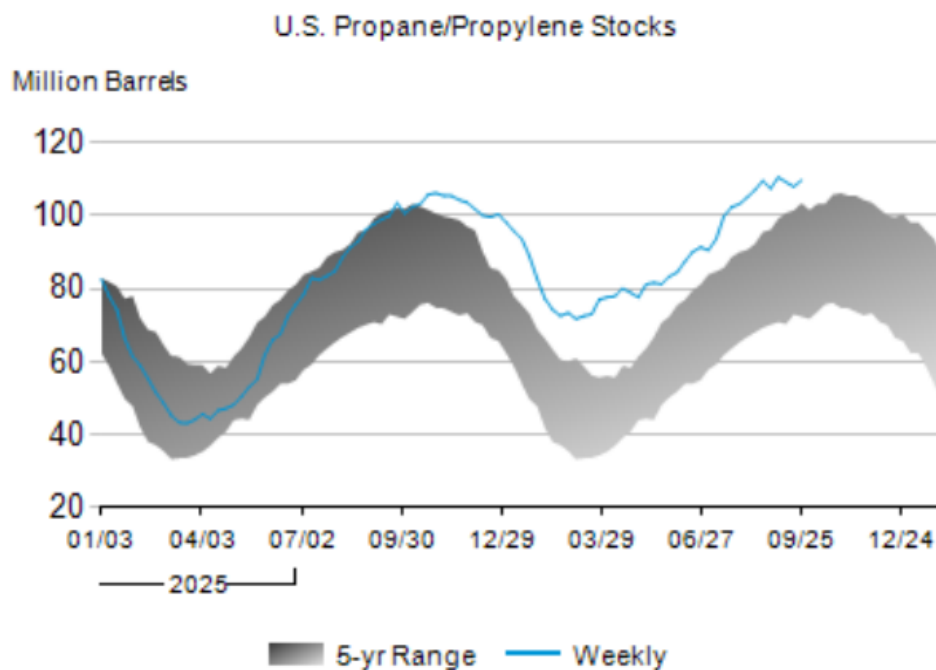
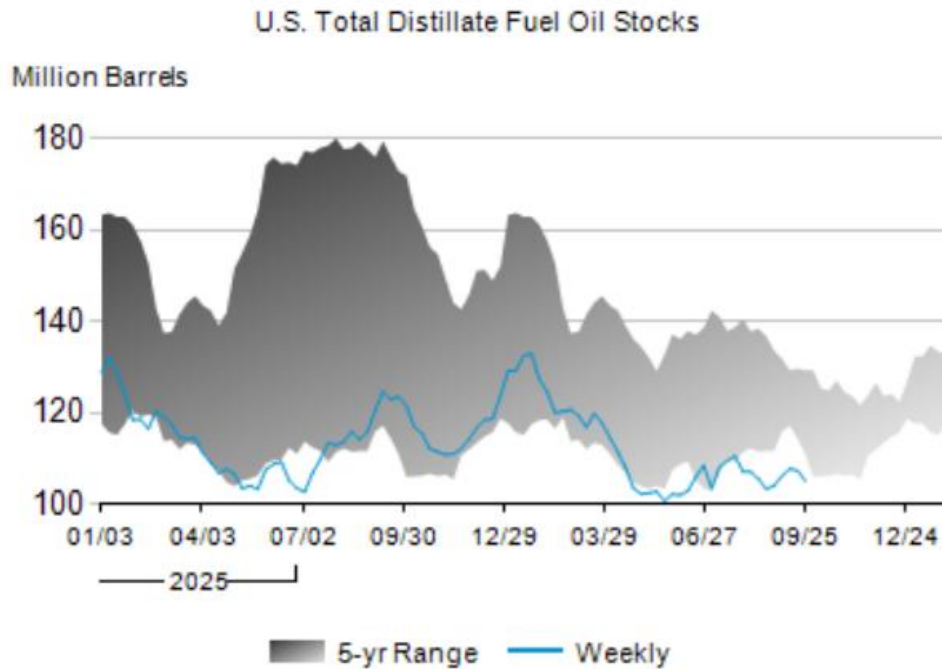
ANEXO N° 1⁵



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

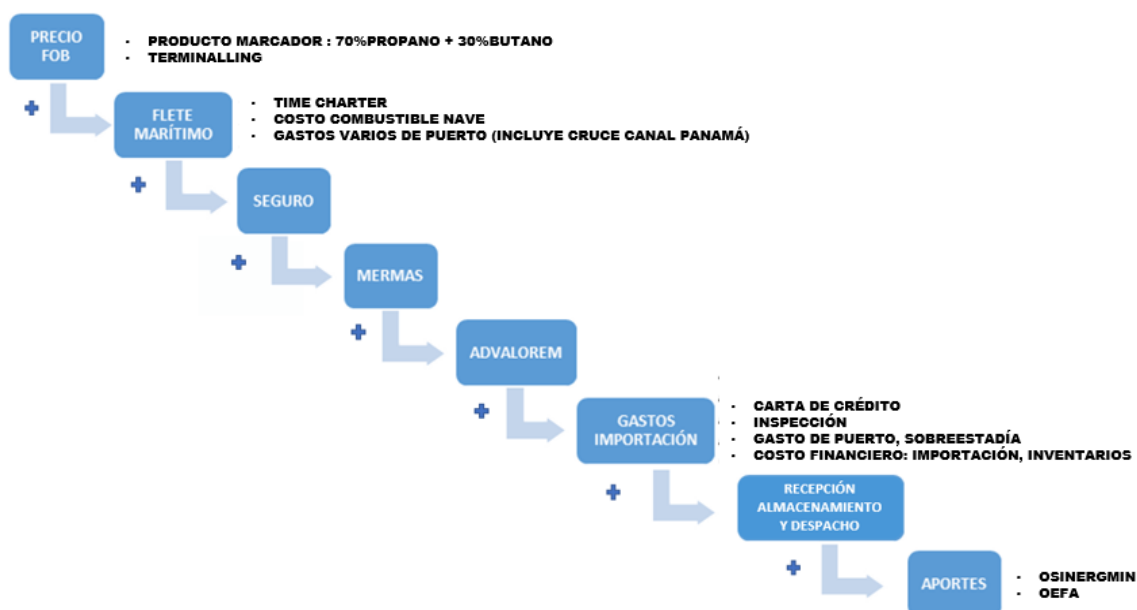


Gerencia de Regulación de Tarifas
División de Gas Natural



ANEXO N° 2

Estructura del Precio de Referencia de Importación (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