INFORME N° PR-46-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 16/11/2026

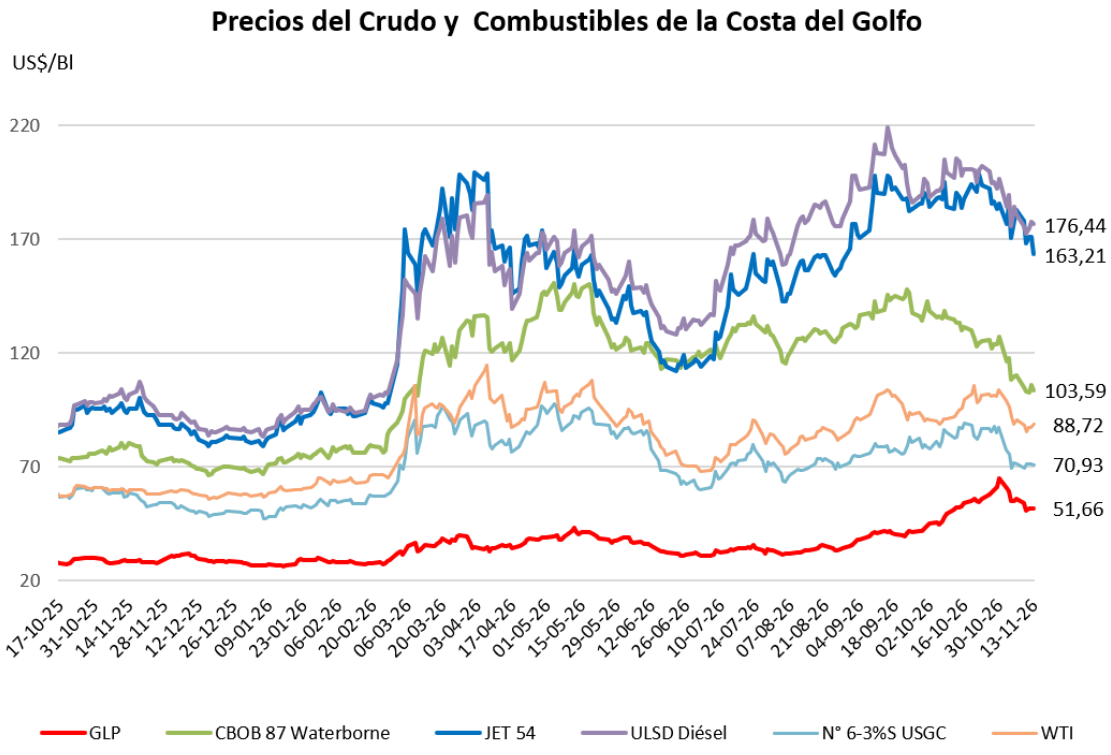
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA [1]

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*

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

[1] *Fuentes: EIA, Reuters, Bloomberg, otros.*

tendencia a la baja, particularmente en el caso del petróleo crudo WTI y el GLP. Esta tendencia se mantuvo desde enero a junio 2023. Posteriormente, los precios del petróleo crudo y combustibles registraron una moderada recuperación impulsada principalmente por la reducción de la oferta y las expectativas de una mayor demanda a nivel global.

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

Asimismo, al cierre de la última semana del periodo de evaluación[3,] el precio del crudo WTI se ubicó en 88,72 US$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 103 US$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 163 US$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 51,66 US$/Bl.

En las semanas del 02.11.2026 al 13.11.2026, 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 06 de noviembre del 2026**

  Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se incrementaron en 4,7 millones de barriles alcanzando los 414,4 millones de barriles, ubicándose en un -4% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

  Por su parte, las existencias de gasolinas crecieron en 1,8 millones de barriles, reportando un total de 210,8 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se elevaron en 4,1 millones de barriles, ubicándose en 103,3 millones de barriles.

  Finalmente, las existencias de propano aumentaron en 0,09 millones de barriles, registrando un nivel de 104,20 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán mantienen estancadas las negociaciones mientras nuevos ataques en el Estrecho de Ormuz atenúan el impacto bajista sobre el precio del petróleo**

  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.

---

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

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

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 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.

Durante septiembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán se intensificó y comprometió severamente el transporte petrolero por el estrecho de Ormuz, mientras los ataques contra infraestructura saudí ampliaron los riesgos de suministro regional. El 5 y 9 de septiembre se registraron ofensivas contra petroleros iraníes y embarcaciones comerciales, reduciendo los flujos de crudo por Ormuz hasta aproximadamente 2 millones de bpd e impulsando al Brent por encima de US$ 100/barril. Paralelamente, ataques con drones provocaron la paralización temporal del oleoducto Este-Oeste de Arabia Saudita, que transportaba alrededor de 4 millones de bpd hacia Yanbu, obligando a suspender embarques y cancelar suministros. La posterior recuperación parcial de las exportaciones saudíes, junto con la reactivación del oleoducto el 22 de septiembre, moderó las preocupaciones de desabastecimiento. En el ámbito diplomático, EE.UU. amplió las sanciones contra Irán, mientras desde el gobierno iraní presentó, mediante la mediación de Catar, una propuesta para reabrir Ormuz, condicionada al levantamiento del bloqueo naval, las sanciones y el cese de hostilidades. Sin embargo, EE.UU. rechazó inicialmente la propuesta y las negociaciones permanecieron estancadas. Al cierre del mes, Catar retomó su mediación y transmitió la respuesta estadounidense a un plan de reapertura gradual, aunque persistieron importantes diferencias y restricciones marítimas.

Durante octubre, la confrontación entre EE.UU. e Irán estuvo marcada por el estancamiento de las negociaciones diplomáticas y la intensificación de los ataques contra embarcaciones comerciales en el estrecho de Ormuz, pese a los esfuerzos de mediación de Catar. A inicios del mes, ambos países evaluaron una propuesta de reapertura gradual del estrecho, aunque persistieron desacuerdos sobre el levantamiento del bloqueo naval

estadounidense, las sanciones petroleras y las restricciones al programa nuclear iraní. El 9 de octubre, Trump calificó de productivas las conversaciones, generando expectativas de distensión que no se concretaron en acuerdos. Sin embargo, desde mediados del mes, la inseguridad marítima se agravó con el hundimiento de dos buques comerciales y nuevos incidentes atribuidos a minas navales. Al 23 de octubre, los ataques confirmados o denunciados contra embarcaciones ascendieron a 28 durante el mes y 113 desde el inicio del conflicto, impulsando al Brent hasta US$ 116,72/barril. Pese a ello, Kpler estimó que las exportaciones petroleras regionales alcanzaron 24,6 millones de bpd durante la semana terminada el 18 de octubre, superando los niveles previos al conflicto mediante rutas alternativas y transbordos marítimos. Hacia finales del mes, Catar presentó una nueva propuesta de acuerdo, mientras las negociaciones se reanudaron en Teherán y Doha. No obstante, los ataques contra petroleros continuaron y persistieron diferencias sobre las condiciones para reabrir Ormuz, manteniendo la incertidumbre sobre el suministro energético regional.

Entre el 2 y el 8 de noviembre, las relaciones entre EE.UU. e Irán estuvieron marcadas por mayores expectativas de paz, aunque persistieron las hostilidades y restricciones al transporte petrolero. El 2 de noviembre, Irán confirmó la continuidad de las negociaciones mediadas por Catar y presentó una propuesta para reabrir el Estrecho de Ormuz en un plazo de dos días, condicionada al levantamiento del bloqueo naval estadounidense y las sanciones petroleras. Paralelamente, EE.UU. realizó ataques limitados contra instalaciones militares iraníes en la isla de Qeshm. Tras las elecciones estadounidenses del 3 de noviembre, la derrota republicana reforzó las expectativas de una moderación militar de Trump y una solución diplomática, provocando fuertes caídas del precio del petróleo. Sin embargo, entre el 5 y 8 de noviembre continuaron los incidentes marítimos, donde la UKMTO (La Oficina de Operaciones de Comercio Marítimo del Reino Unido) reportó ataques con proyectiles, explosiones e incendios en petroleros, algunos con evacuación de tripulaciones. Pese a estas hostilidades, las expectativas de normalización del tránsito por Ormuz y recuperación de las exportaciones petroleras del Golfo redujeron considerablemente el riesgo geopolítico. En consecuencia, entre el 30 de octubre y el 6 de noviembre, el Brent disminuyó de US$ 113,43 a US$ 98,32/barril (-13,32%), mientras el WTI retrocedió de US$ 104,12 a US$ 90,83/barril (-12,76%), registrando una de las mayores caídas semanales desde 2020.

Entre el 9 y 15 de noviembre, las expectativas de distensión o acuerdo entre EE.UU. e Irán continuaron presionando a la baja los precios del petróleo, aunque su efecto se moderó ante el estancamiento diplomático y nuevos ataques en Oriente Medio. El 9 de noviembre, Trump consideró poco probable reanudar las ofensivas militares mientras avanzaran las negociaciones, manteniendo al precio del crudo Brent por debajo de US$ 90/barril durante la semana. Sin embargo, el 13 de noviembre afirmó que no necesitaba alcanzar un acuerdo con Irán, manteniendo el bloqueo naval y las sanciones económicas. Paralelamente, la UKMTO registró cuatro ataques contra buques petroleros entre el 10 y 11 de noviembre, mientras que el tránsito por el Estrecho de Ormuz permaneció aproximadamente 65% por debajo de los niveles previos al conflicto. El 15 de noviembre, Irán reivindicó ataques con drones contra instalaciones estadounidenses en Baréin y reportó nuevos incidentes con buques petroleros. Estas tensiones contribuyeron a moderar las caídas precios, registrándose pérdidas atenuadas semanales de 2,52% en el crudo Brent y 2,50% en el crudo WTI, que cerraron en US$ 95,84 y US$ 88,56/barril, respectivamente.

En consecuencia, durante la semana se atenuó el impacto bajista de las elecciones estadounidenses y las expectativas de paz con Irán. Si bien la recuperación de la oferta petrolera y las perspectivas de un superávit mundial continuaron presionando los precios a la baja, el estancamiento de las negociaciones, los nuevos ataques militares y las restricciones en Ormuz reactivaron parcialmente el riesgo geopolítico.

- **Los hutíes intensifican sus ataques contra infraestructura petrolera saudí y amenazan las rutas alternativas de exportación**

  Entre el 9 y 15 de noviembre, los hutíes intensificaron sus ofensivas contra instalaciones energéticas de Arabia Saudita. El 9 de noviembre, autoridades saudíes reportaron un incendio en el oleoducto Este-Oeste tras un ataque, sin interrupciones operativas. El 12 de noviembre, los hutíes reivindicaron ataques contra una estación de bombeo del mismo oleoducto, instalaciones petroleras en Yanbu y una sede de Saudi Aramco en Riad. El 13 de noviembre, anunciaron nuevas ofensivas contra objetivos en Jazan, región donde opera una refinería de 400 mil bpd. Arabia Saudita confirmó la interceptación de drones y misiles, sin verificar daños en la capacidad productiva adicionales.

  La continuidad de estas ofensivas amenaza especialmente el oleoducto Este-Oeste, que transporta aproximadamente 4 millones de bpd hacia el mar Rojo para evitar el tránsito por el Estrecho de Ormuz. Los ataques mantienen elevados los riesgos de interrupción del suministro saudí.

- **La AIE y EE.UU. aceleran la liberación de reservas estratégicas para contener los precios del petróleo y aliviar la escasez internacional de diésel**

  En octubre, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) impulsó la aceleración de las liberaciones de reservas estratégicas para compensar las restricciones de suministro derivadas del conflicto en Oriente Medio. El 29 de octubre, países europeos comprometieron la liberación de 42,6 millones de barriles hasta enero de 2027, incluidos 20,5 millones de diésel. Paralelamente, el Departamento de Energía estadounidense (DOE) completó las adjudicaciones correspondientes a su compromiso de 172 millones de barriles de crudo, mediante una última ronda de contratos por más de 40 millones de barriles, con entregas progresivas.

  Durante la semana del 9 al 15 de noviembre, la AIE informó que sus países miembros habían liberado 349 millones de barriles y programaban otros 71 millones hasta febrero de 2027, incluidos 15 millones de diésel, principalmente de Francia y Alemania. Las entregas previstas, de las cuales unos 33 millones de barriles corresponden a Europa y 37 millones a EE.UU., prácticamente duplicarían el ritmo de liberación de septiembre y octubre. Estas medidas ejercen presión bajista al incrementar temporalmente la disponibilidad de hidrocarburos; sin embargo, su efecto sobre los derivados permanece limitado por las restricciones de refinación y transporte, especialmente del diésel, cuyas cotizaciones en Europa se mantienen próximas a US$ 180/barril.

- **Ucrania intensifica los ataques contra refinerías y terminales petroleras rusas, mientras Rusia enfrenta dificultades para ampliar sus exportaciones de diésel**

  Durante la semana del 9 al 15 de noviembre, Ucrania intensificó sus ataques contra instalaciones petroleras rusas. El 9 de noviembre, drones provocaron un incendio en la refinería de Kirishi, con capacidad de 20 millones de toneladas anuales. Posteriormente, el 11 de noviembre, un ataque contra el puerto de Ust-Luga habría afectado cinco tanques de productos petroleros, con capacidad conjunta de 150 mil m³. El 13 de noviembre, se reportaron nuevos ataques en Volgograd, sin confirmarse daños en su refinería. Paralelamente, Rusia mantuvo sus planes de ampliar las cuotas de exportación de diésel de 500 mil toneladas en octubre a aproximadamente 2 millones en noviembre.

  Sin embargo, persistieron las dificultades comerciales debido a la incertidumbre legal generada por la autorización temporal de EE. UU. para importar diésel ruso, pese a la prohibición establecida en 2022. El petrolero *Agioi Fanendes*, con 40 mil toneladas de diésel, detuvo su travesía hacia EE. UU. ante los riesgos legales para los compradores, sin confirmarse su desembarque. Los ataques a infraestructura petrolera y las restricciones comerciales mantienen riesgos alcistas sobre el mercado internacional de diésel, pese a los planes rusos de incrementar sus exportaciones.

- **Las fallas operativas en el terminal Freeport mantienen riesgos sobre el suministro de butano, aunque las exportaciones estadounidenses de GLP muestran resiliencia**

  Durante la semana del 9 al 15 de noviembre, la empresa East Daley Analytics informó que las fallas operativas en las terminales de Phillips 66 (Freeport) y Energy Transfer (Nederland) redujeron 44,1% los embarques de Freeport durante la última semana de octubre, hasta 202 mil bpd. Sin embargo, otras terminales compensaron la interrupción, permitiendo que las exportaciones estadounidenses de GLP aumentaran 2,7%, hasta 2,66 millones de bpd. Por su parte, la empresa editorial OPIS había reportado embarques de 166 200 toneladas semanales en Freeport, evidenciando la continuidad parcial de las operaciones.

  Pese a los riesgos de suministro, las cotizaciones del GLP en Mont Belvieu mantuvieron una tendencia bajista durante noviembre. El butano retrocedió desde aproximadamente US$ 90/barril a fines de octubre hasta US$ 65/barril a mediados de noviembre, mientras que el propano disminuyó de US$ 53 a US$ 40/barril, reflejando una moderación de las presiones alcistas, favorecida por la continuidad de las exportaciones estadounidenses.

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° 028-2026-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 30 de octubre de 2026 hasta el 31 de diciembre de 2026.

- Mediante la Resolución N° 028-2026-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 30 de octubre de 2026 hasta el jueves 26 de noviembre de 2026.

- Teniendo en cuenta las Bandas de Precios y los Márgenes Comerciales de los combustibles establecidos mediante la resolución de la Gerencia de Regulación Tarifaria Osinergmin N° 028-2026-OS/GRT, le corresponde al MINEM publicar los Factores de Aportación y/o Compensación vigentes desde el martes 17 de noviembre de 2026 hasta el lunes 16 de noviembre de 2026.

- El día 18.11.2026, 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 (-0,66 S/Gln), Gasolina Regular (-1,07 S/Gln), Gasohol Premium (-1,07 S/Gln), Gasohol Regular (-1,01 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,95 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,95 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (-0,68 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (-0,74 S/Gln), respecto de sus precios del 12 de noviembre.

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 sobreestadías.

Precio de Referencia de Exportación (PR2)

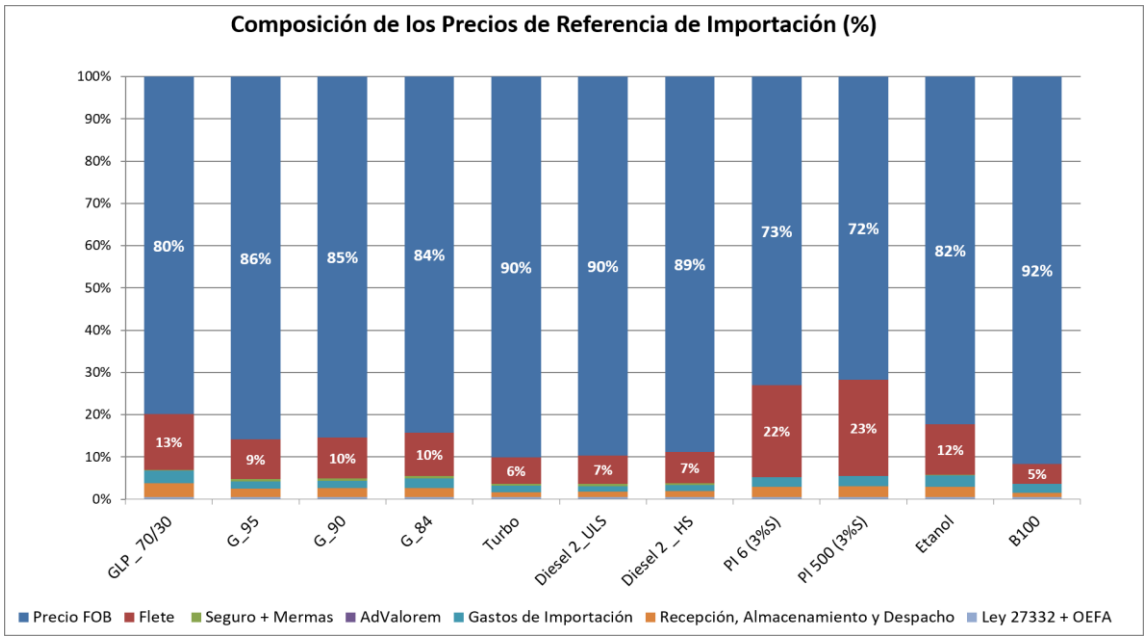
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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

El cálculo de cada uno de los componentes de los Precios de Referencia de Importación se realiza siguiendo la metodología detallada en el Procedimiento aprobado por la Resolución Osinergmin 174-2021-OS/CD[4] 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 02/11/2026 y el 13/11/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 16-11-26, en %



***Fuente**: Osinergmin* *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 80% del precio de referencia del GLP, 82% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, respectivamente, 73% y 72% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; y fue igual o superior al 84% 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.

[4] https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinergmi-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 16 de noviembre 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 4,79 cent$/galón equivalente a 2,01 US$/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 12,56 US$/Bl.

- **Ajuste de Calidad por RVP**: Se determinó un ajuste de 1,27 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 1,02 US$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -5,50 US$/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 12,56 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 -16,58 US$/Bl aplicable al Precio FOB del Diésel con alto contenido de azufre.

d. <u>Precio FOB de los Petróleos Industriales:</u>

- **<u>Precio del Producto Marcador:</u>** 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 -4,72 US$/Bl 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.

<u>Flete Marítimo</u>

Desde la vigencia de la Resolución Osinergmin N° 156-2024-OS/CD, que aprueba los cambios en la metodología de cálculo de precios de referencia, se ha incorporado como parte del flete marítimo los costos por demoras en el tránsito del Canal de Panamá en el Precio de Referencia de Importación de los combustibles, el mismo que será reemplazado por el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, cuyo indicador es publicado por Argus, cuando se superen los seis (06) días de demora. En ese contexto, de las diez cotizaciones consideradas en el presente reporte, todos los días registraron demoras inferiores al umbral. Por tanto, los valores de flete utilizados para la presente semana no 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 0,28 US$/Bl para el GLP, 0,50 US$/Bl para las gasolinas y 0,50 US$/Bl para el Diésel y el Turbo.

<u>Gastos de Importación</u>

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

a. **Tasa de Carta de crédito**: Tasa promedio de apertura, confirmación y negociación de carta de crédito de 0,34%.

b. **Gastos de Inspección**: Diésel (0,04%), Etanol (0,20%), Gasolinas (0,05%), GLP (0,04%), Residuales (0,02%), Turbo (0,03%) y Biodiesel B100 (0,06%).

c. **Gastos de Puerto**: Tarifa regulada de embarque o descarga de carga líquida a granel del Tarifario APM Terminals Callao (8,33 US$/TM).

d. **Sobreestadías**: Diésel (0,12 US$/Bl), GLP (0,93 US$/Bl) y Gasolinas (0,27 US$/Bl).

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

Fecha de Publicación : **16-Nov-26**

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

PR1 - US$/Bl	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	56,68	102,63	99,03	92,50	174,45	168,45	151,87	71,97	67,24	82,93	203,13
Precio Marcador	54,67	101,36	97,06	97,06	174,45	168,45	168,45	71,97	71,97	82,93	203,13
Ajuste de Calidad		1,27	1,97	-4,56			-16,58		-4,72		
Terminalling	2,01										
Flete Marìtimo	9,40	11,32	11,32	11,32	12,10	12,70	12,70	21,31	21,31	12,01	10,44
Seguro	0,06	0,32	0,31	0,29	0,07	0,29	0,27	0,04	0,03	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,26	0,25	0,23	0,90	0,54	0,49	0,00	0,00	0,23	0,22
Valor CIF	66,14	114,52	110,90	104,34	187,52	181,98	165,33	93,31	88,59	95,19	213,83
Advalorem											
Gastos de Importación	2,16	2,10	2,08	2,47	2,92	2,57	2,45	2,29	2,25	2,67	4,50
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	0,31	0,63	0,62	0,59	0,85	0,91	0,84	0,48	0,47	0,53	0,98
Precio de Referencia Ex-Planta	**70,97**	**119,62**	**115,97**	**109,79**	**193,66**	**187,84**	**170,99**	**98,46**	**93,69**	**100,81**	**221,74**

(1) Los cálculos se han efectuado conforme a la Resolución Directoral Nº 244-2020-MEM/DGH y Resolución de Consejo Directivo Nº 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.

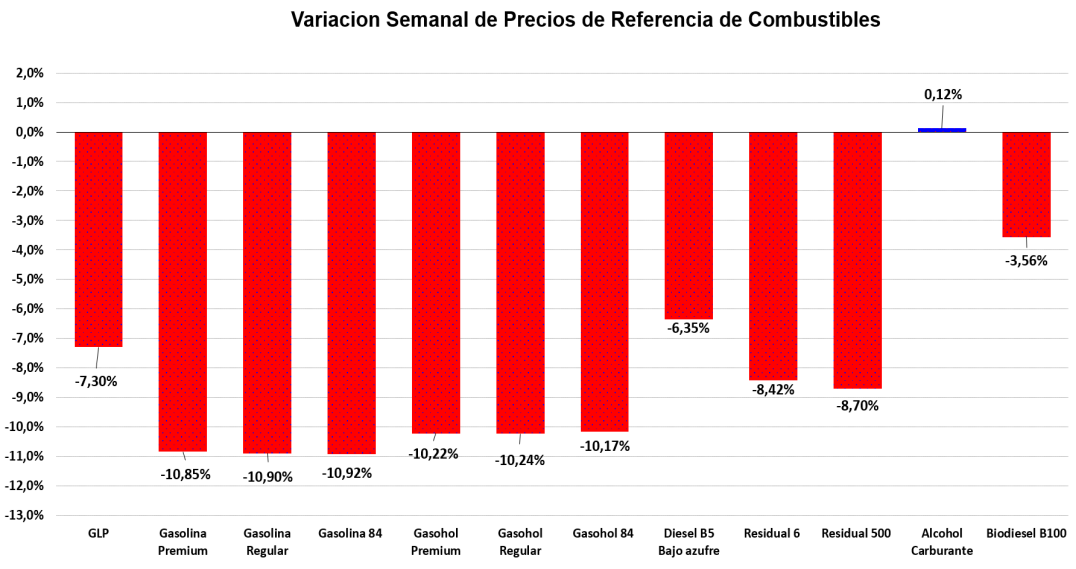
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

***TABLA Nº 2**: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN*

Soles/galón	OSINERGMIN		
PRODUCTOS	Precios 16/11/26	Precios 09/11/26	Variación %
GLP	2,92	3,15	-7,30%
Gasolina Premium	9,78	10,97	-10,85%
Gasolina Regular	9,48	10,64	-10,90%
Gasolina 84	8,97	10,07	-10,92%
Gasohol Premium	9,66	10,76	-10,22%
Gasohol Regular	9,38	10,45	-10,24%
Gasohol 84	8,92	9,93	-10,17%
Diesel B5 Bajo azufre	15,49	16,54	-6,35%
Residual 6	8,05	8,79	-8,42%
Residual 500	7,66	8,39	-8,70%
Alcohol Carburante	8,24	8,23	0,12%
Biodiesel B100	18,13	18,80	-3,56%

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

***GRÁFICA Nº 4**: Variación PR Combustibles OSINERGMIN*



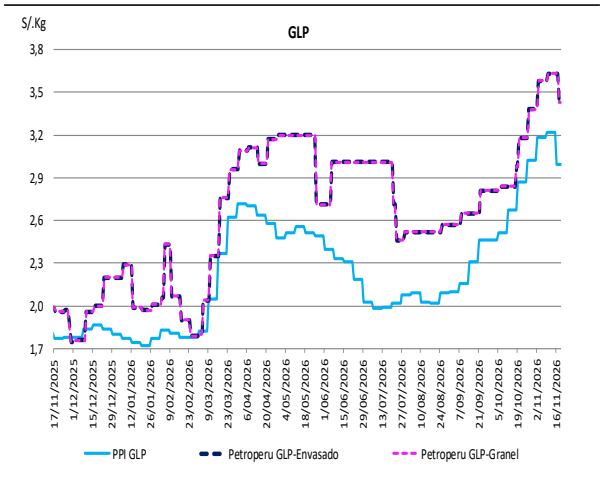
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

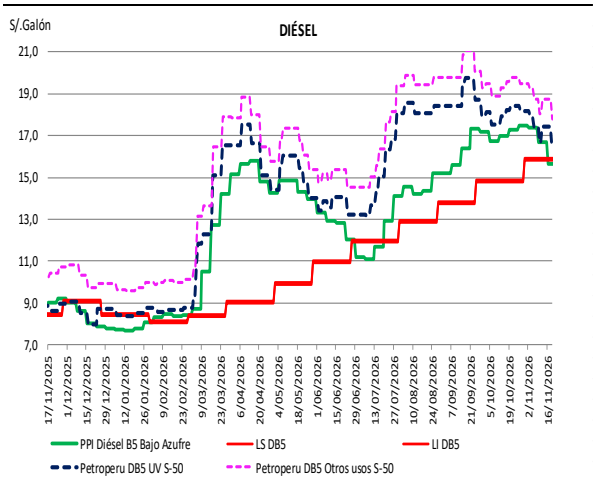
TABLA Nº 3: *Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU*

Soles/galón	PETROPERU					
PRODUCTOS	A Precio Neto (PN)	B Precio Neto (PN)	A/B-1 Var% Precio Neto	PR1 + MC	PN vs. (PR1 + MC) S/./Gln	PN vs. (PR1 + MC) %
	12/11/26	18/11/26	16/11/26	16/11/26	16/11/26	16/11/26
Gasolina Premium	13,45	13,45	0,0%	9,97	3,48	34,9%
Gasolina Regular	12,32	11,25	9,5%	9,67	2,65	27,4%
Gasohol Premium	13,15	12,08	8,9%	9,85	3,30	33,5%
Gasohol Regular	12,20	11,19	9,0%	9,57	2,63	27,5%
Diesel B5 UV S-50	17,41	16,46	5,8%	15,62	1,79	11,5%
Residual 6	15,01	14,33	4,8%	8,24	6,77	82,2%
Residual 500	14,71	13,97	5,3%	7,85	6,86	87,4%

4. EVOLUCIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES, PRECIOS DE VENTA LOCAL y BANDA DE PRECIOS.

GRAFICA Nº 5: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

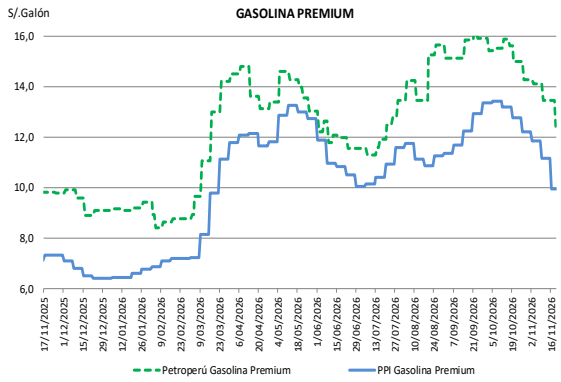


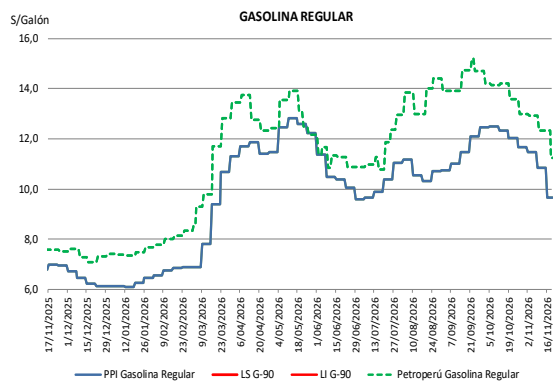


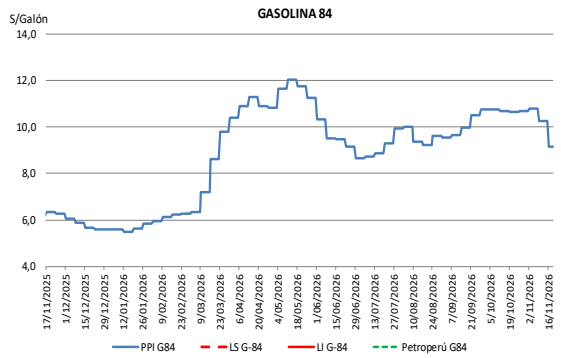
*Fuentes: Osinergmin y Petroperú**

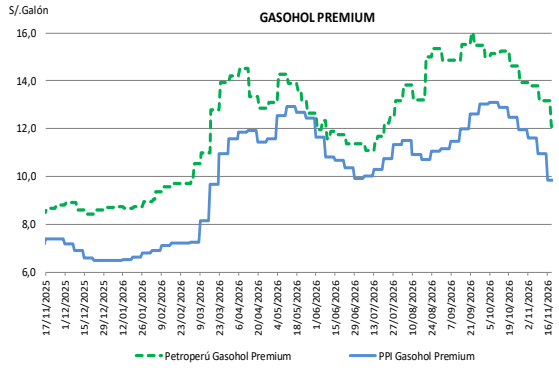
** Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.*

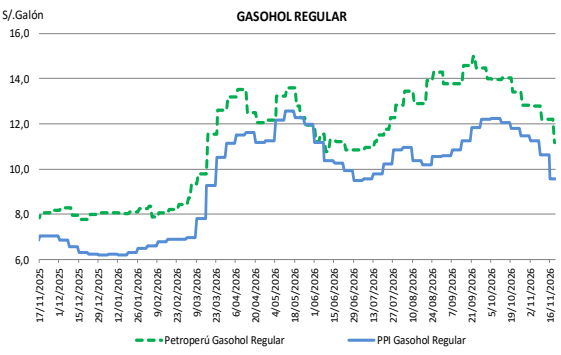
GRAFICA N° 6: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

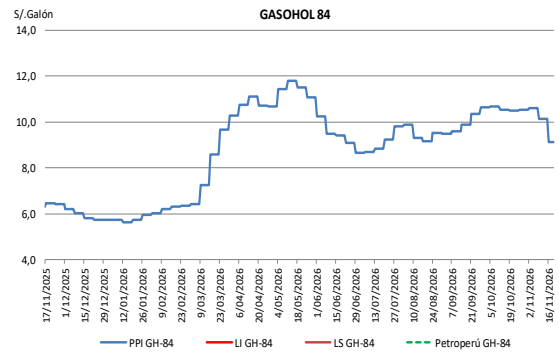


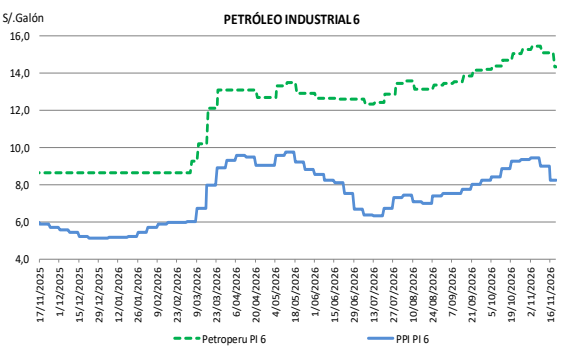


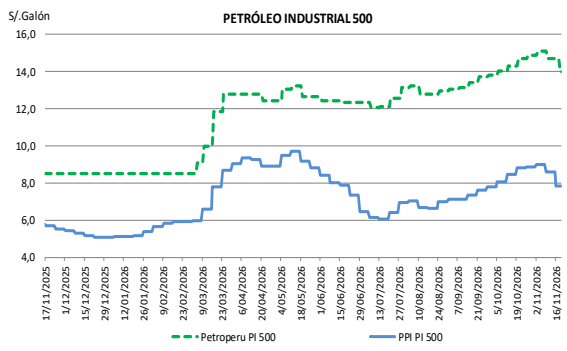








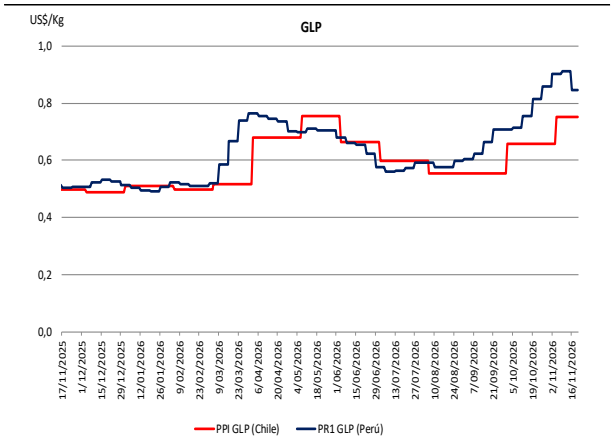


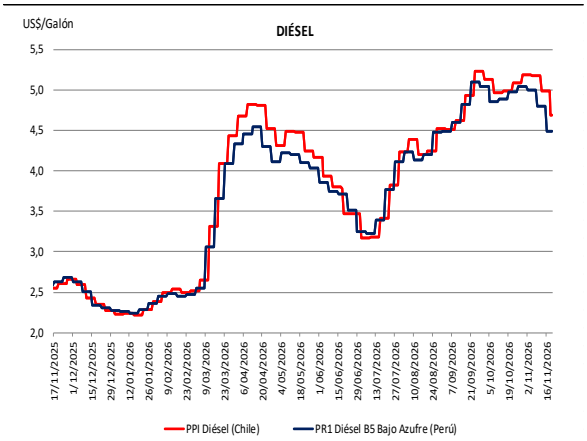


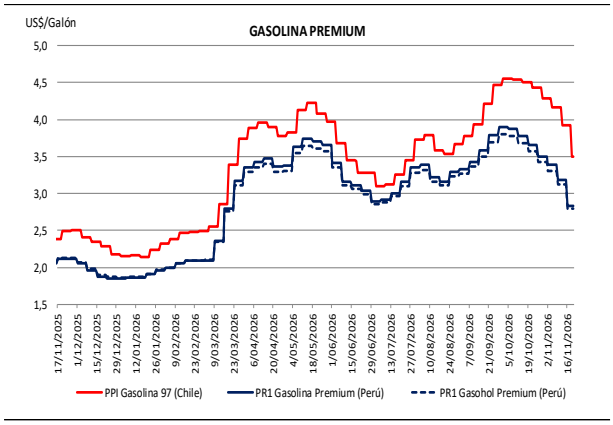
Fuente: Osinergmin y Petroperú

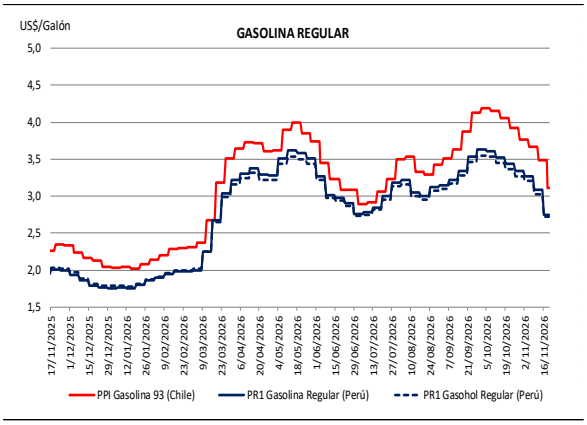
5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

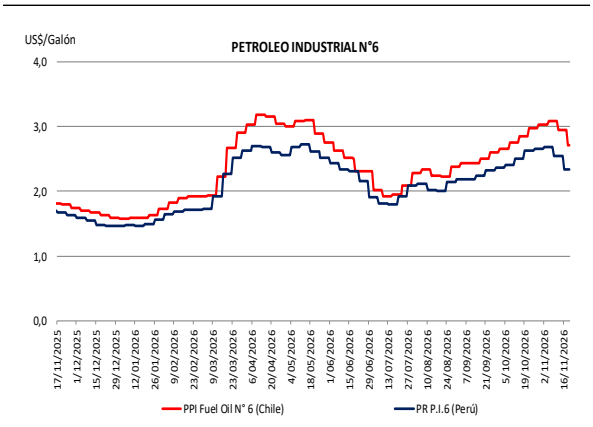
GRAFICA N° 7: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US$/Galón*







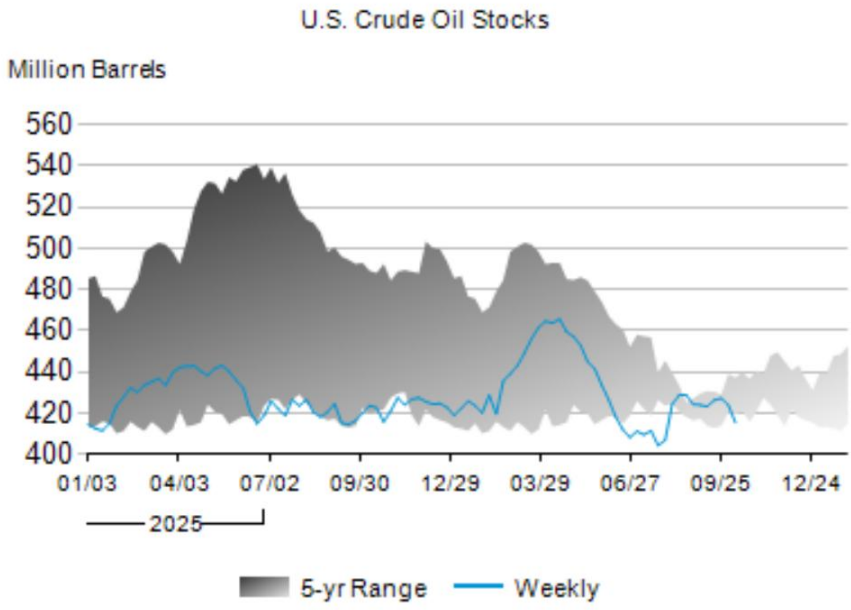


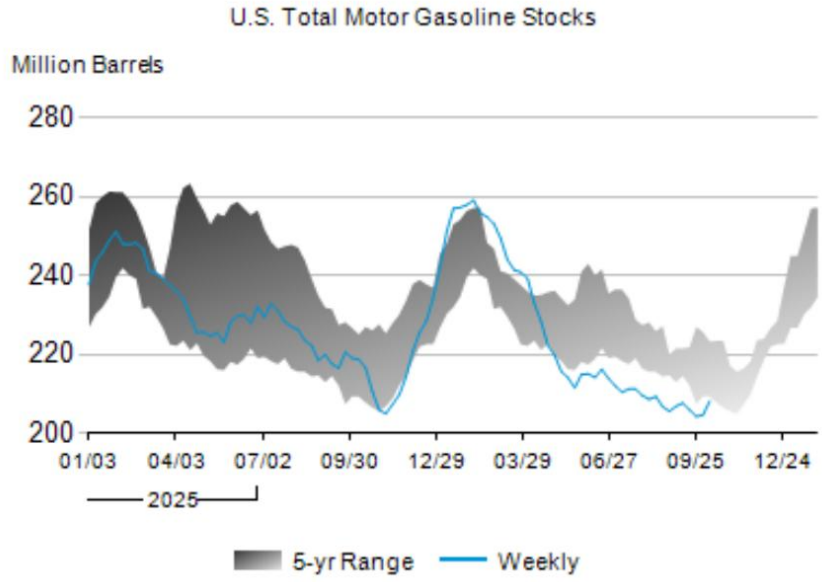


Fuente: Osinergmin y ENAP

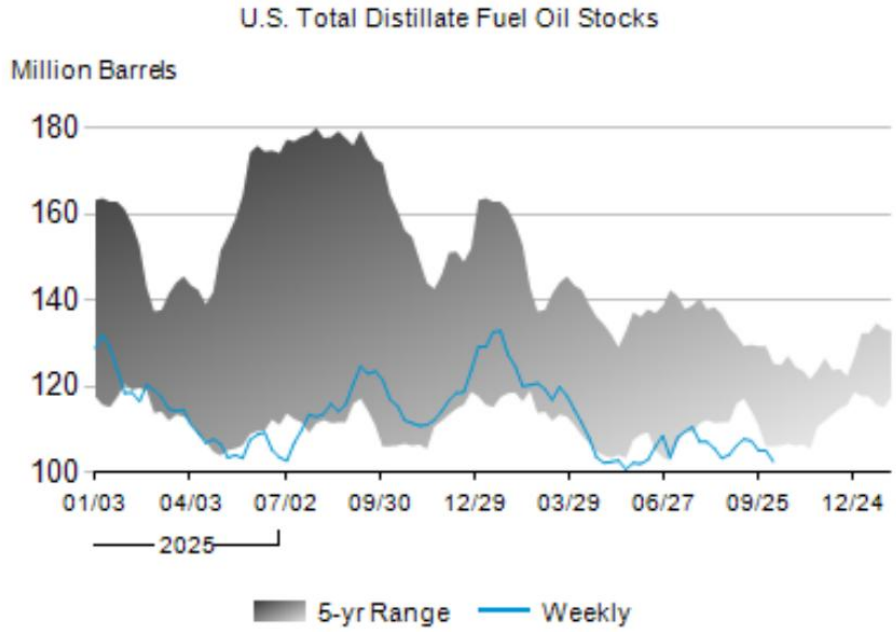
MMC / MMT / ASC

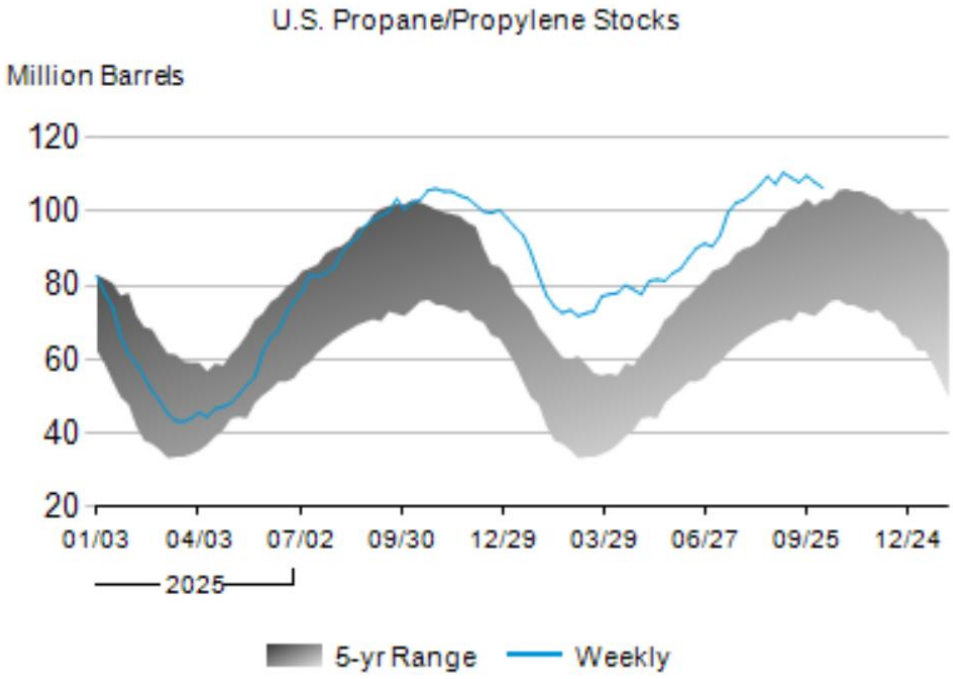
ANEXO Nº 1[5]





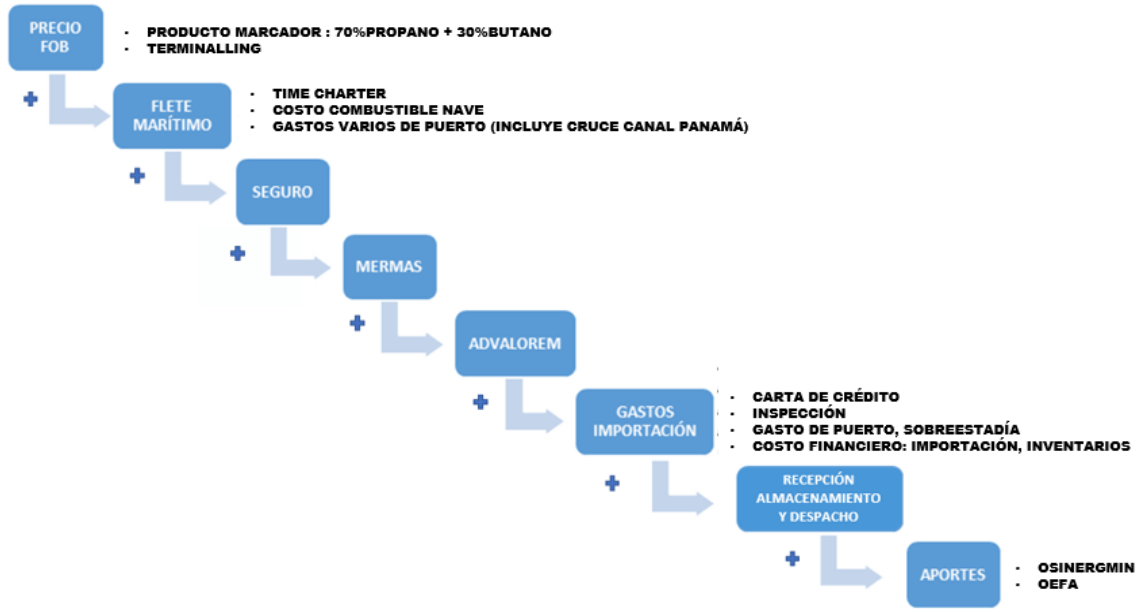
[5] *Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).*


U.S. Total Distillate Fuel Oil Stocks
Million Barrels
180
160
140
120
100
01/03
04/03
07/02
09/30
12/29
03/29
06/27
09/25
12/24
2025
5-yr Range
Weekly


U.S. Propane/Propylene Stocks
Million Barrels
120
100
80
60
40
20
01/03
04/03
07/02
09/30
12/29
03/29
06/27
09/25
12/24
2025
5-yr Range
Weekly

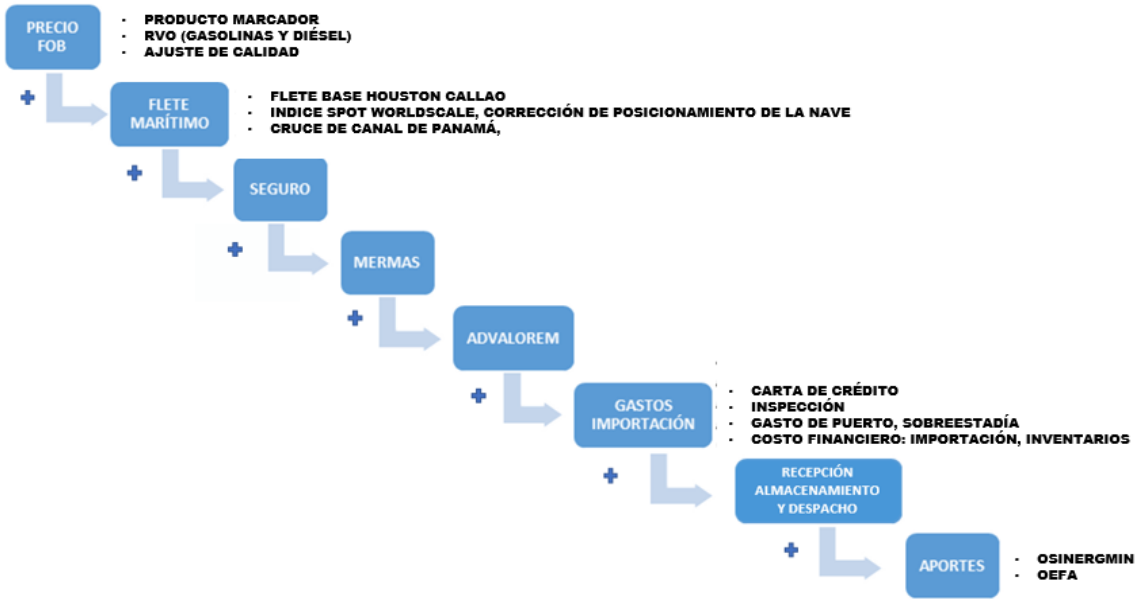
ANEXO Nº 2

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