INFORME N° PR-44-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 02/11/2026

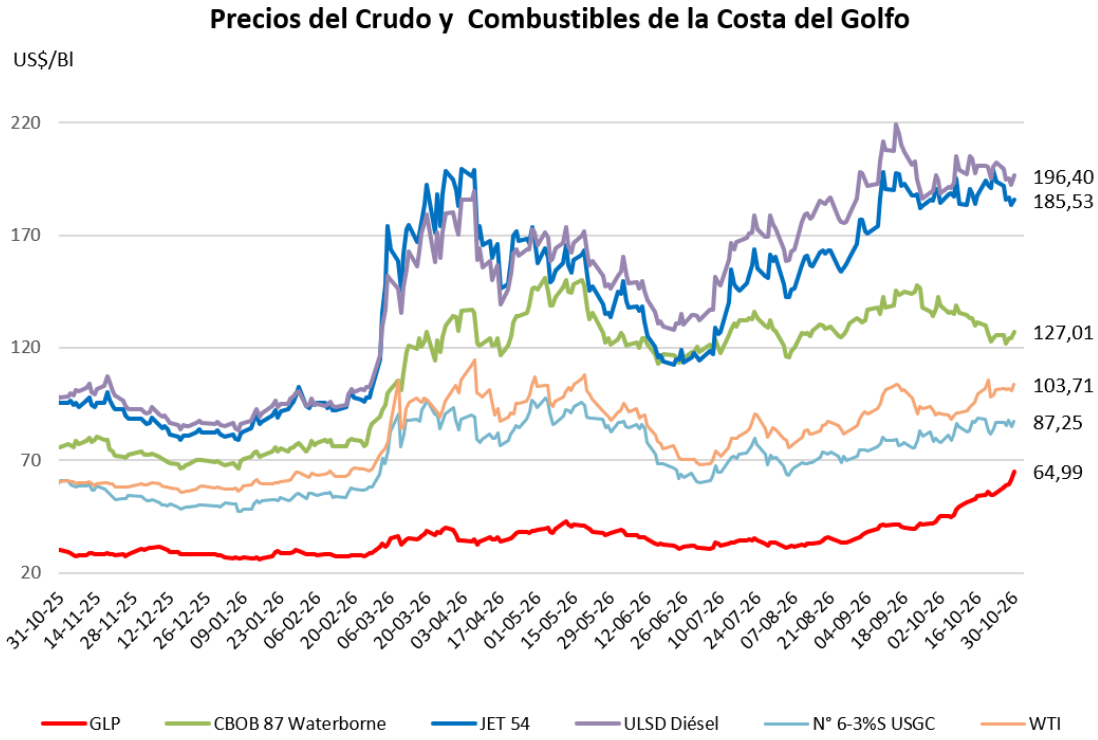
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA [1]

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*

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.

[1] *Fuentes: 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 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 103,71 US$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 127 US$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 185 US$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 64,99 US$/Bl.

En las semanas del 19.10.2026 al 30.10.2026, 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 gasolinas, así como el descenso de las existencias de crudo, destilado medio y propano, al 23 de octubre del 2026**

  Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 1,9 millones de barriles alcanzando los 410,6 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 se incrementaron en 3,9 millones de barriles, reportando un total de 209,2 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción decrecieron en 1,5 millones de barriles, ubicándose en 102,8 millones de barriles.

  Finalmente, las existencias de propano disminuyeron en 0,11 millones de barriles, registrando un nivel de 105,74 millones de barriles.

[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.*

- **EE.UU. e Irán intensifican las negociaciones para reabrir el Estrecho de Ormuz mientras nuevos ataques contra petroleros elevan el riesgo de una escalada militar**

  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

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.

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.

Entre el 5 y el 11 de octubre, las relaciones entre Estados Unidos e Irán continuaron marcadas por la combinación de esfuerzos diplomáticos y tensiones militares. Durante la semana persistieron los riesgos para la navegación comercial en el estrecho de Ormuz, mientras Estados Unidos mantuvo las sanciones sobre las exportaciones petroleras iraníes. Esta situación sostuvo la incertidumbre sobre el abastecimiento energético procedente del golfo Pérsico y los costos de transporte marítimo.

El 9 de octubre, el presidente Donald Trump señaló que las conversaciones con Irán habían sido productivas, generando expectativas de una eventual reducción de las hostilidades. Estas declaraciones moderaron temporalmente las cotizaciones del petróleo; sin embargo, la ausencia de un acuerdo definitivo y las restricciones sobre el tránsito marítimo mantuvieron elevada la prima de riesgo geopolítico.

Entre el 12 y el 18 de octubre, la confrontación entre EE.UU. e Irán se intensificó en el ámbito marítimo, mientras los esfuerzos diplomáticos permanecieron estancados. El 14 de octubre se confirmó el hundimiento de dos buques comerciales cerca del Estrecho de Ormuz: el portacontenedores GFS Pride, atacado el día anterior, y el granelero Cape Dao, alcanzado previamente en septiembre. El 17 de octubre, la Guardia Revolucionaria iraní afirmó que dos petroleros que transportaban aproximadamente 2 millones de barriles de crudo habían sufrido incendios tras impactar minas navales, aunque estos hechos no fueron confirmados independientemente. Paralelamente, Irán mantuvo sus ataques contra la navegación comercial en respuesta al bloqueo estadounidense sobre sus puertos. En el frente diplomático, el 18 de octubre, el canciller iraní Abbas Araqchi reiteró su propuesta de reabrir Ormuz en un plazo aproximado de siete días, condicionada al levantamiento del bloqueo naval, las sanciones petroleras y el cese de hostilidades regionales. Sin embargo, EE.UU. insistió en abordar desde el inicio las restricciones al programa nuclear iraní, impidiendo avances concretos. La escalada marítima contribuyó a impulsar el Brent hasta US$ 109,86/barril el 16 de octubre, su mayor cierre desde mayo.

Entre el 19 y el 25 de octubre, las negociaciones entre EE.UU. e Irán continuaron estancadas por las diferencias sobre el levantamiento del bloqueo naval y las sanciones petroleras estadounidenses, así como las restricciones al programa nuclear iraní. El 20 de octubre, funcionarios iraníes señalaron que su país desconfiaba de EE.UU. y se preparaba ante posibles nuevas ofensivas estadounidenses e israelíes. Paralelamente, la inseguridad marítima se intensificó, dado que, el 22 de octubre, la Guardia Revolucionaria iraní afirmó que cuatro embarcaciones habían sido alcanzadas e incendiadas y otras tres afectadas por minas navales, sin confirmación independiente de todos los incidentes. El 23 de octubre, Reuters informó que los ataques confirmados o denunciados contra buques en Ormuz y aguas cercanas alcanzaron 28 durante octubre y 113 desde el inicio del conflicto, el 28 de febrero, mientras 11 grandes petroleros (VLCC) resultaron dañados durante el mes. Ese mismo día, Trump advirtió sobre una posible nueva operación militar contra Irán. Pese a la escalada, Kpler estimó que las exportaciones petroleras regionales alcanzaron 24,6 millones de bpd durante la semana terminada el 18 de octubre, superando los niveles anteriores al conflicto, gracias a rutas alternativas y transbordos marítimos. Sin embargo, persistieron dudas sobre la sostenibilidad de estos flujos y los elevados costos de transporte, mientras el Brent cerró el 23 de octubre en US$ 116,72/barril, acumulando un incremento semanal de 6%.

Entre el 26 de octubre y el 1 de noviembre, la confrontación entre EE.UU. e Irán combinó nuevos incidentes marítimos con esfuerzos diplomáticos para evitar una escalada militar después de las elecciones estadounidenses del 3 de noviembre. El 28 de octubre, Catar presentó una nueva propuesta de acuerdo con medidas graduales de confianza, inicialmente rechazada por funcionarios iraníes. Paralelamente, el 29 de octubre, el petrolero *Louise 1* fue alcanzado por dos minas adheridas a su casco en el estrecho de Ormuz, provocando un incendio y su inmovilización temporal. El 30 de octubre, la Guardia Revolucionaria iraní afirmó que cuatro petroleros habían sufrido explosiones e incendios por minas navales, sin confirmación independiente de estas denuncias. En el ámbito diplomático, las conversaciones continuaron entre el 30 de octubre y el 1 de noviembre, primero en Teherán (Irán) y posteriormente en Doha (Catar). Irán planteó reabrir Ormuz dentro de los dos días posteriores a un eventual acuerdo, aunque persistieron diferencias sobre el bloqueo naval estadounidense, las sanciones petroleras y el programa nuclear. Mientras tanto, Washington mantuvo abierta la posibilidad de nuevas operaciones militares.

En consecuencia, la semana estuvo marcada por el deterioro de la seguridad marítima y una mayor actividad diplomática, sin alcanzarse un acuerdo definitivo. Aunque las negociaciones moderaron parcialmente los temores de desabastecimiento, los ataques contra petroleros y el riesgo de nuevas hostilidades mantuvieron elevadas las primas geopolíticas y los costos de transporte.

- **Los hutíes amplían sus ataques contra refinerías e instalaciones de Saudi Aramco y elevan los riesgos de suministro petrolero**

Entre el 26 de octubre y el 1 de noviembre, los hutíes intensificaron sus ofensivas contra la infraestructura energética saudí. El 27 de octubre, afirmaron haber atacado con un misil balístico la refinería Ras Tanura, con capacidad de 550 mil barriles diarios, provocando un incendio que posteriormente fue controlado. El 29 de octubre, anunciaron nuevos ataques

contra Ras Tanura, la refinería Rabigh (400 mil barriles diarios) y el complejo de procesamiento de crudo de Abqaiq. Paralelamente, Arabia Saudita reportó la interceptación de misiles dirigidos contra distintas regiones del país. Sin embargo, las autoridades saudíes no confirmaron los impactos denunciados por los hutíes ni interrupciones significativas de producción.

La escalada incrementó los riesgos sobre la capacidad saudí de refinación, procesamiento y exportación de petróleo, especialmente ante las restricciones existentes en Ormuz y las amenazas sobre el mar Rojo y Bab el-Mandeb.

- **EE.UU. y países europeos aceleran la liberación de reservas estratégicas, priorizando el suministro de diésel ante la persistente escasez internacional**

  El 15 de octubre, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) informó que aproximadamente 330 millones de barriles habían sido liberados de las reservas estratégicas y acordó acelerar las entregas de otros 100 millones pendientes, incluidos más de 20 millones de barriles de diésel. Asimismo, el 23 de octubre, Alemania confirmó la liberación de los 13,5 millones de barriles restantes de su compromiso de 19,5 millones, priorizando diésel y combustible de calefacción, ante las restricciones internacionales de suministro.

  Durante la semana del 26 de octubre al 1 de noviembre, se concretaron nuevos avances. El 29 de octubre, once países europeos anunciaron la liberación de 42,6 millones de barriles de petróleo y derivados hasta enero de 2027, incluidos 20,5 millones de barriles de diésel. Paralelamente, el Departamento de Energía de EE.UU. (DOE) anunció la adjudicación de contratos por aproximadamente 40,6 millones de barriles de crudo, de los cuales 16,8 millones fueron adjudicados el 28 de octubre y 23,8 millones correspondían a adjudicaciones anteriores. Con ello, EE.UU. completó la adjudicación de su compromiso de liberar 172 millones de barriles, dentro de la acción coordinada de 400 millones de barriles de la AIE, aunque las entregas continuarán progresivamente.

- **Falla operativa en Freeport restringe las exportaciones estadounidenses de butano y amenaza el suministro internacional de GLP**

  Durante la semana del 26 de octubre al 1 de noviembre, Phillips 66, empresa energética estadounidense, declaró fuerza mayor en las exportaciones de butano desde su terminal de GLP en Freeport, ciudad portuaria de Texas. La instalación, con capacidad reportada de 260 mil barriles diarios, sufrió un corte eléctrico y una falla de compresor. El incidente ocurrió en un contexto de elevada demanda internacional y una utilización de la terminal del 105% durante el tercer trimestre, aunque no se precisó el volumen interrumpido.

  La restricción podría reducir la disponibilidad inmediata de butano estadounidense, componente utilizado en las mezclas comerciales de GLP, y obligar a los compradores a buscar suministros alternativos.

- **Ucrania reanuda los ataques contra refinerías rusas, mientras este último, amplía las exportaciones de diésel**

  Durante la semana del 26 de octubre al 1 de noviembre, Ucrania reanudó los ataques contra instalaciones de refinación rusas. El 30 de octubre, drones alcanzaron la refinería Novokuibyshevsk, en Samara, con capacidad aproximada de 166 mil bpd. Posteriormente, el 31 de octubre y el 1 de noviembre se reportaron ataques contra instalaciones de refinación en Ufa y Kstovo, respectivamente. Las tres instalaciones afectadas representan aproximadamente el 10% de la capacidad rusa de refinación, aunque las pérdidas productivas no fueron confirmadas. Paralelamente, Rusia proyectó ampliar sus cuotas de exportación de diésel de 500 mil toneladas en octubre a 2 millones en noviembre, manteniendo restricciones generales. Asimismo, cuatro petroleros fueron destinados a mercados internacionales, incluido el *Agioi Fanendes*, con 300 mil barriles y destino estadounidense aún sin confirmar.

  La recuperación prevista de las exportaciones rusas constituye un factor bajista para el diésel internacional, al incrementar potencialmente su disponibilidad. Sin embargo, los nuevos ataques contra refinerías amenazan la continuidad productiva y podrían limitar los volúmenes exportables.

- **La recuperación de la oferta petrolera estadounidense y saudí contrasta con nuevas interrupciones en Libia y restricciones en Oriente Medio**

  Durante la semana del 26 de octubre al 1 de noviembre, la producción petrolera estadounidense mostró una importante recuperación tras las interrupciones ocasionadas por el huracán Isaias. Según la EIA, el 28 de octubre se informó que la producción había aumentado en 723 mil barriles diarios (bpd), hasta 13,99 millones de bpd, durante la semana terminada el 23 de octubre. Paralelamente, Saudi Aramco ofreció cargamentos adicionales de crudo con descuento a compradores europeos, para entregas entre finales de octubre y noviembre, tras restablecer las operaciones de su oleoducto Este-Oeste. Los embarques se realizarían desde Yanbu, en el mar Rojo, y Sidi Kerir, en Egipto, contribuyendo a recuperar los suministros afectados por los ataques de septiembre.

  En contraste, el 30 de octubre, la Corporación Nacional del Petróleo de Libia (NOC) informó que un grupo armado cerró nuevamente una válvula del oleoducto Hamada-Zawiya, interrumpiendo el suministro hacia la refinería de Zawiya, con capacidad de 120 mil bpd. La NOC advirtió que una paralización prolongada comprometería aproximadamente 15 mil bpd de crudo. Asimismo, el 1 de noviembre, siete integrantes de la OPEP+ acordaron mantener sin cambios sus objetivos de producción para diciembre, conservando recortes adicionales de aproximadamente 2 millones de bpd hasta finales de 2026, en un contexto de persistentes restricciones a las exportaciones del Golfo Pérsico.

  En conjunto, la recuperación estadounidense y los mayores suministros saudíes ejercieron presiones bajistas sobre el petróleo. Sin embargo, las interrupciones en Libia, las restricciones marítimas en Ormuz y la decisión de OPEP+ de no incrementar sus cuotas limitaron dicho efecto, manteniendo la incertidumbre sobre la disponibilidad internacional de crudo y las presiones alcistas asociadas al riesgo de suministro.

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 Osinergmin 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 20 de octubre de 2026 hasta el lunes 26 de octubre de 2026.

- El día 03.11.2026, 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 (-0,16 S/Gln), Gasolina Regular (-0,14 S/Gln), Gasohol Premium (-0,15 S/Gln), Gasohol Regular (-0,13 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,24 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,24 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (+0,17 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (+0,18 S/Gln), respecto de sus precios del 30 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 sobreestadías.

Precio de Referencia de Exportación (PR2)

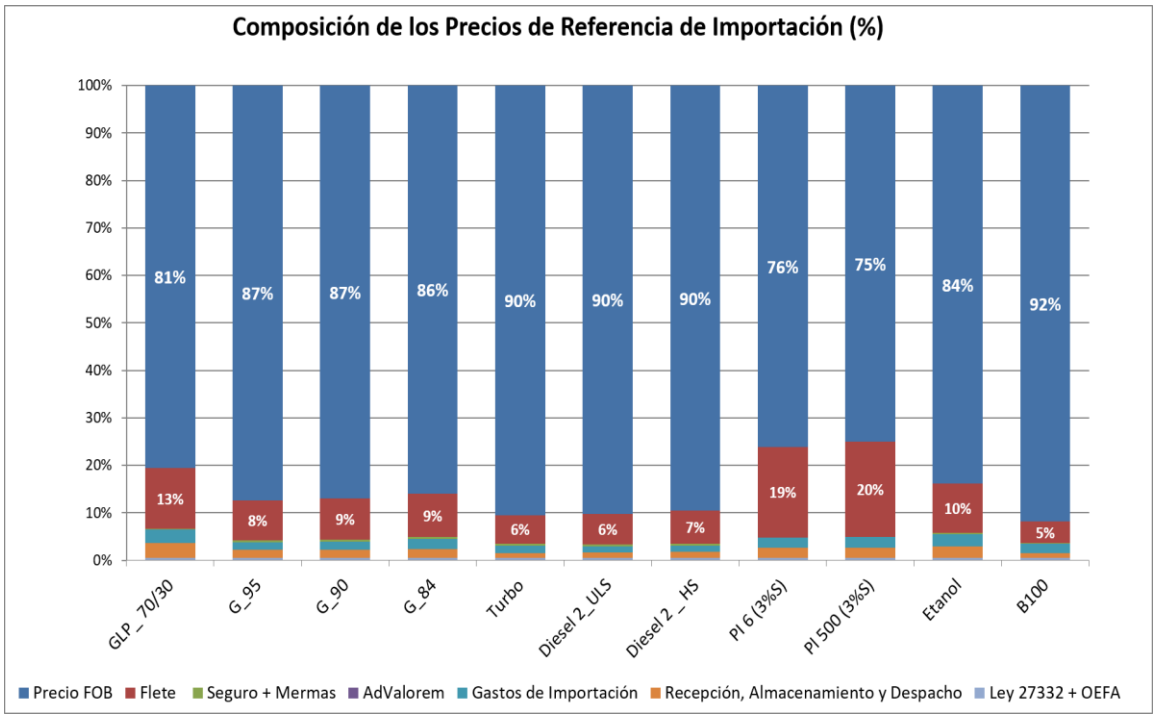
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 19/10/2026 y el 30/10/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 2-11-26, 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 81% del precio de referencia del GLP, 84% y 92% del precio de referencia de los biocombustibles Etanol y Biodiesel B100, respectivamente, 76% y 75% del precio de los residuales R6 y R500, respectivamente; y fue igual o superior al 86% del precio de referencia de los demás combustibles. Cabe recalcar que el Precio

[4] https://www.osinergmin.gob.pe/seccion/centro_documental/gart/precios_referencia_banda_precios/PreciosReferencia/Osinergmi-174-2021-OS-CD-EP.pdf

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 2 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 6,43 cent$/galón equivalente a 2,70 US$/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 11,74 US$/Bl.

- **Ajuste de Calidad por RVP**: Se determinó un ajuste de 2,05 US$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de 1,62 US$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.

- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,36 US$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -7,33 US$/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 11,74 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 -17,23 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 Nº 6 con 3% S.

- **Ajuste de Calidad por Viscosidad**: Se determinó un ajuste de -5,34 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 Nº 1.

<u>Flete Marítimo</u>

Desde la vigencia de la Resolución Osinergmin Nº 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 Nº 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 : **2-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	60,51	124,28	119,50	110,81	190,31	188,33	171,10	85,64	80,30	85,27	213,89
Precio Marcador	57,81	122,24	116,51	116,51	190,31	188,33	188,33	85,64	85,64	85,27	213,89
Ajuste de Calidad		2,05	2,99	-5,70			-17,23		-5,34		
Terminalling	2,70										
Flete Marìtimo	9,59	11,82	11,82	11,82	12,64	13,26	13,26	21,51	21,51	10,49	10,61
Seguro	0,07	0,38	0,37	0,34	0,08	0,33	0,30	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,31	0,30	0,28	0,98	0,60	0,55	0,00	0,00	0,23	0,24
Valor CIF	70,17	136,79	131,98	123,25	204,01	202,53	185,21	107,19	101,85	96,01	224,77
Advalorem											
Gastos de Importación	2,19	2,25	2,22	2,67	3,08	2,72	2,59	2,43	2,38	2,69	4,68
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	0,33	0,74	0,72	0,68	0,93	1,00	0,93	0,54	0,52	0,53	1,02
Precio de Referencia Ex-Planta	**75,05**	**142,16**	**137,30**	**128,97**	**210,39**	**208,62**	**191,11**	**112,54**	**107,14**	**101,65**	**232,91**

(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.

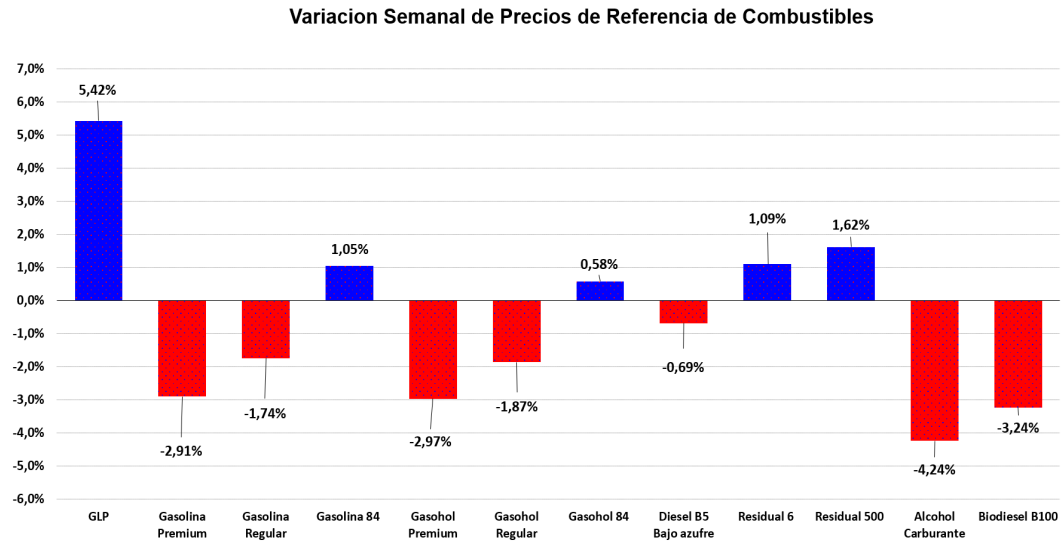
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

***TABLA N° 2**: Variación de PR Combustibles OSINERGMIN*

Soles/galón	OSINERGMIN		
PRODUCTOS	Precios 26/10/26	Precios 19/10/26	Variación %
GLP	2,95	2,80	5,36%
Gasolina Premium	12,03	12,58	-4,37%
Gasolina Regular	11,48	11,83	-2,96%
Gasolina 84	10,49	10,44	0,48%
Gasohol Premium	11,77	12,29	-4,23%
Gasohol Regular	11,26	11,60	-2,93%
Gasohol 84	10,36	10,31	0,48%
Diesel B5 Bajo azufre	17,36	17,14	1,28%
Residual 6	9,15	9,05	1,10%
Residual 500	8,66	8,61	0,58%
Alcohol Carburante	8,72	8,84	-1,36%
Biodiesel B100	19,77	20,32	-2,71%

(*) 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*



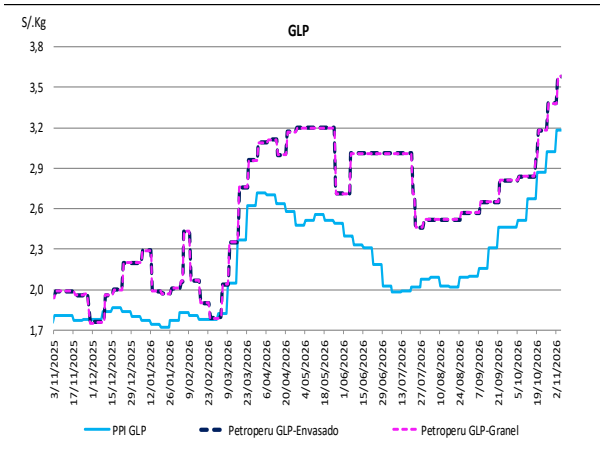
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

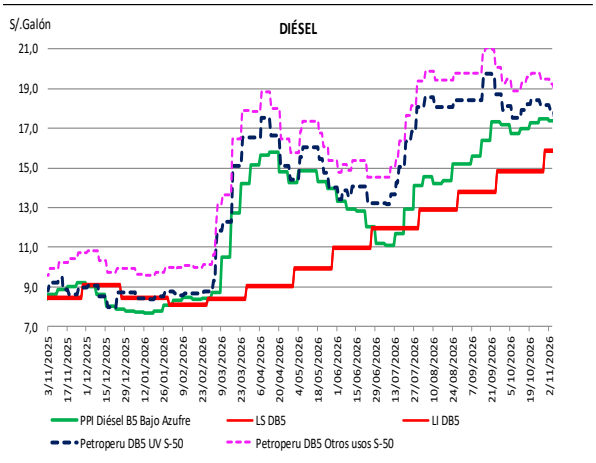
***TABLA N° 3**: Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU*

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) %
	03/11/26	30/10/26	02/11/26	02/11/26	02/11/26	02/11/26
Gasolina Premium	14,11	14,27	-1,1%	11,87	2,24	18,9%
Gasolina Regular	12,94	13,08	-1,1%	11,47	1,47	12,8%
Gasohol Premium	13,79	13,94	-1,1%	11,61	2,18	18,8%
Gasohol Regular	12,80	12,93	-1,0%	11,24	1,56	13,9%
Diesel B5 UV S-50	17,91	18,15	-1,3%	17,37	0,54	3,1%
Residual 6	15,45	15,28	1,1%	9,44	6,01	63,7%
Residual 500	15,07	14,89	1,2%	8,99	6,08	67,6%

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*

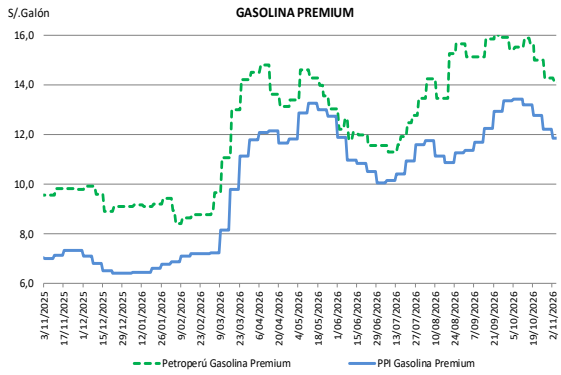


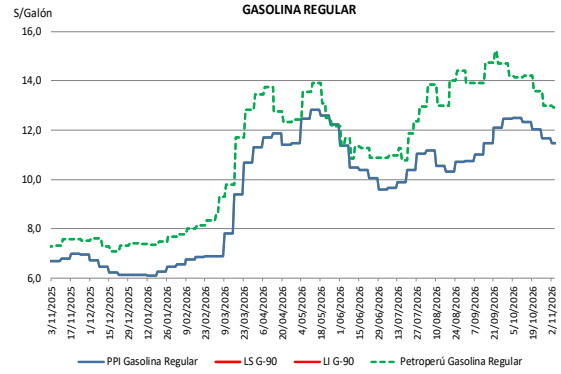


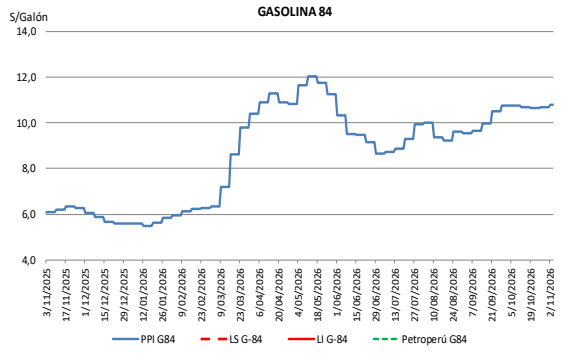
*Fuentes: Osinergmin y Petroperú**

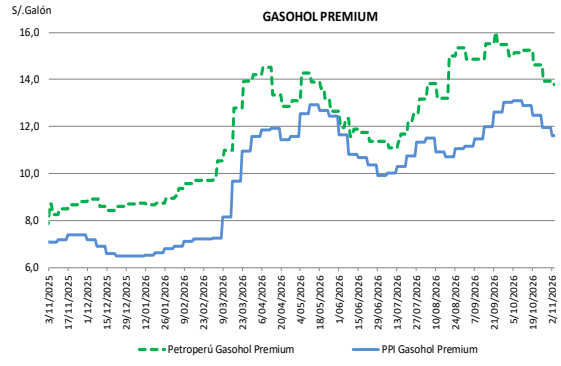
** Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.*

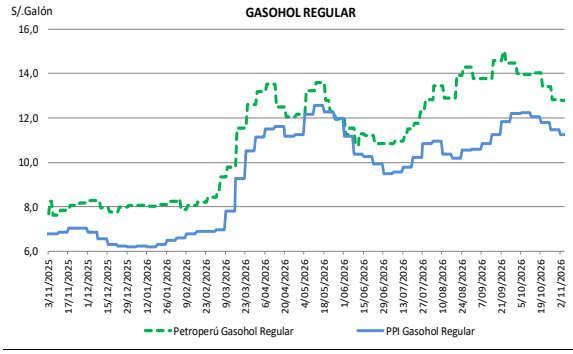
GRAFICA N° 6: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

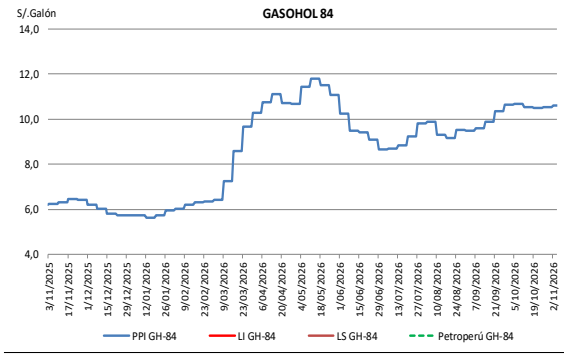


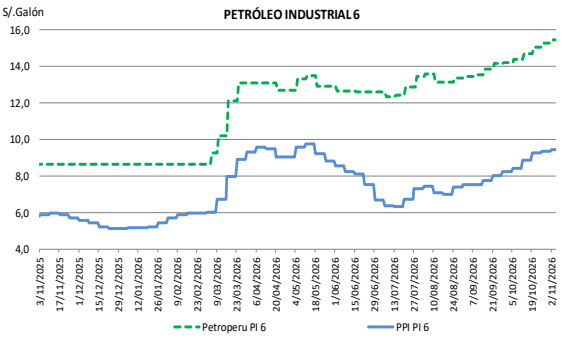


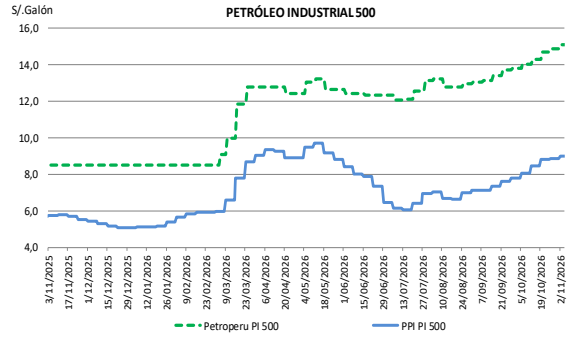








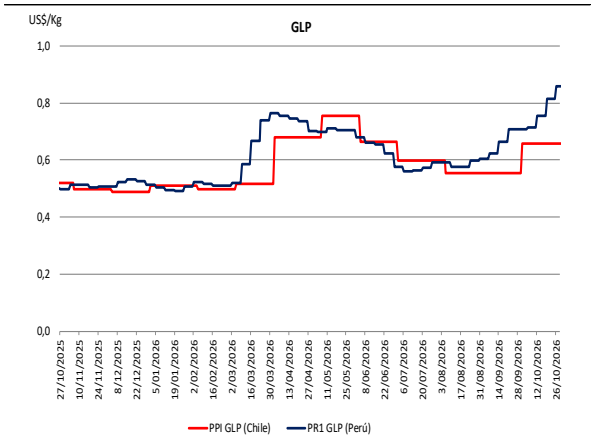


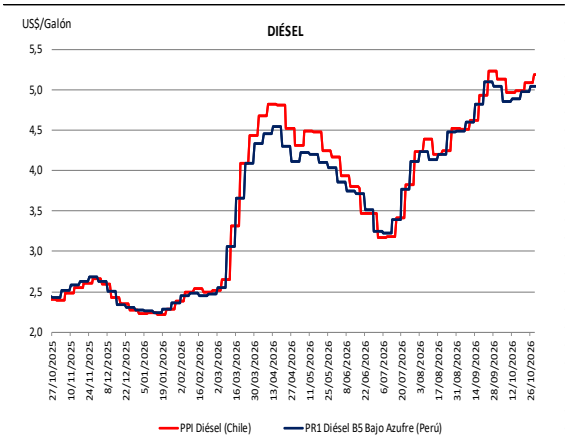


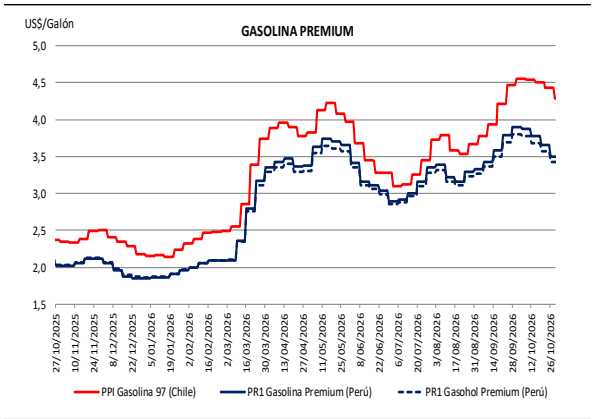
Fuente: Osinergmin y Petroperú

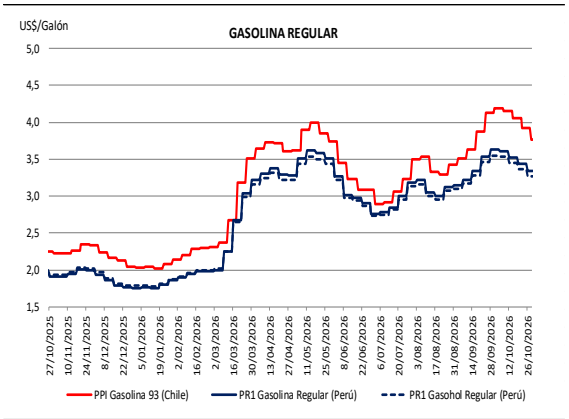
5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

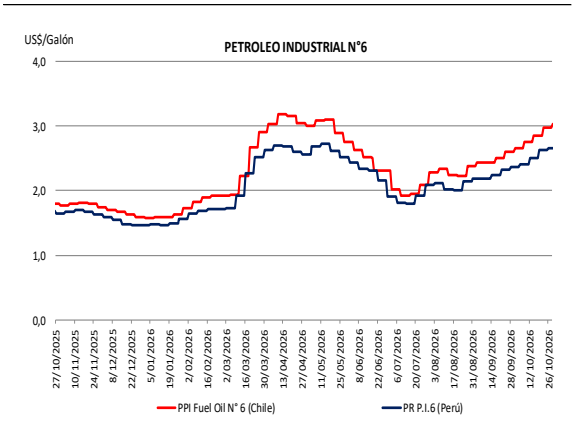
GRAFICA N° 7: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US$/Galón*







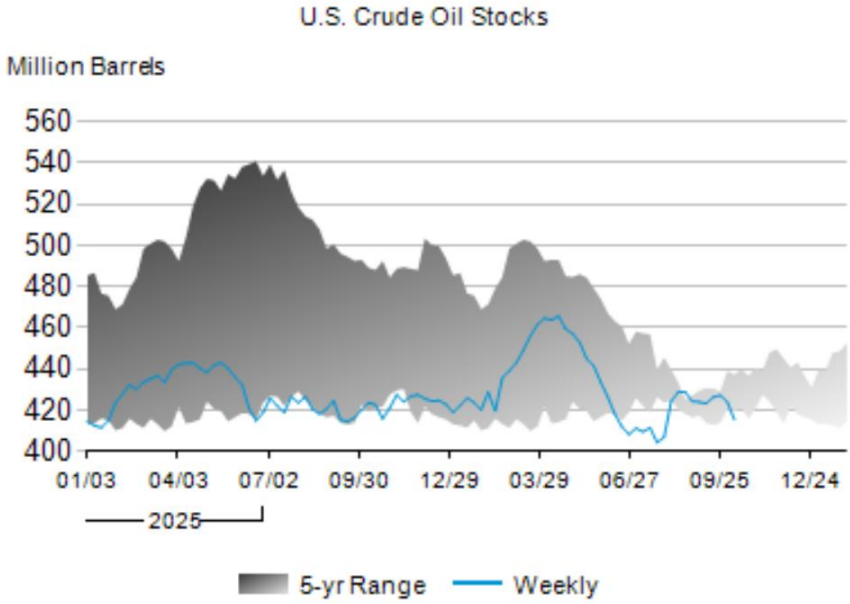


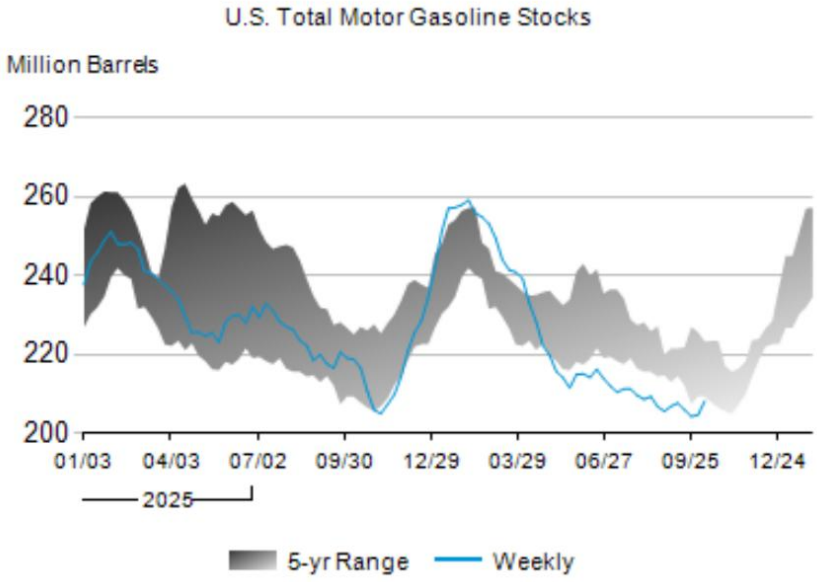


Fuente: Osinergmin y ENAP

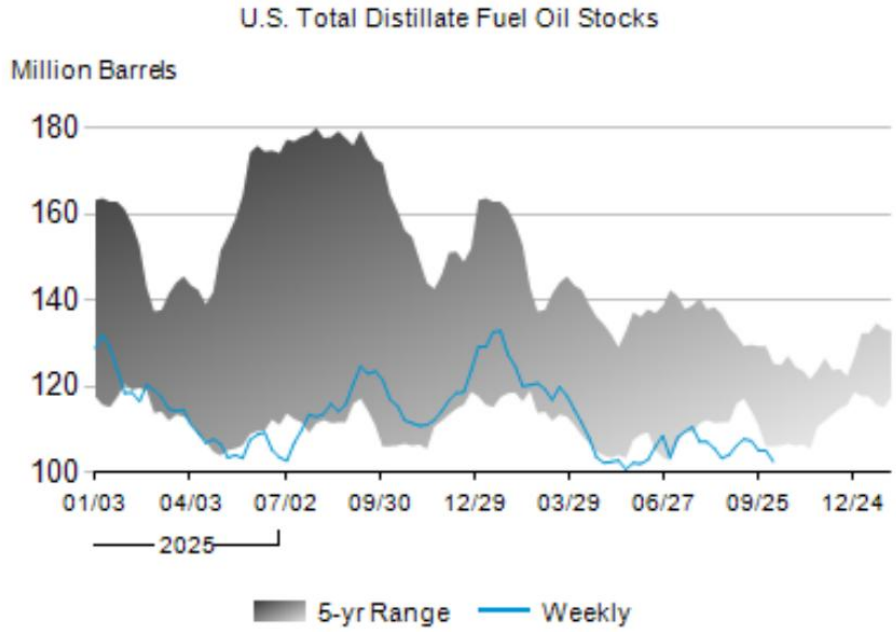
MMC / MMT / ASC

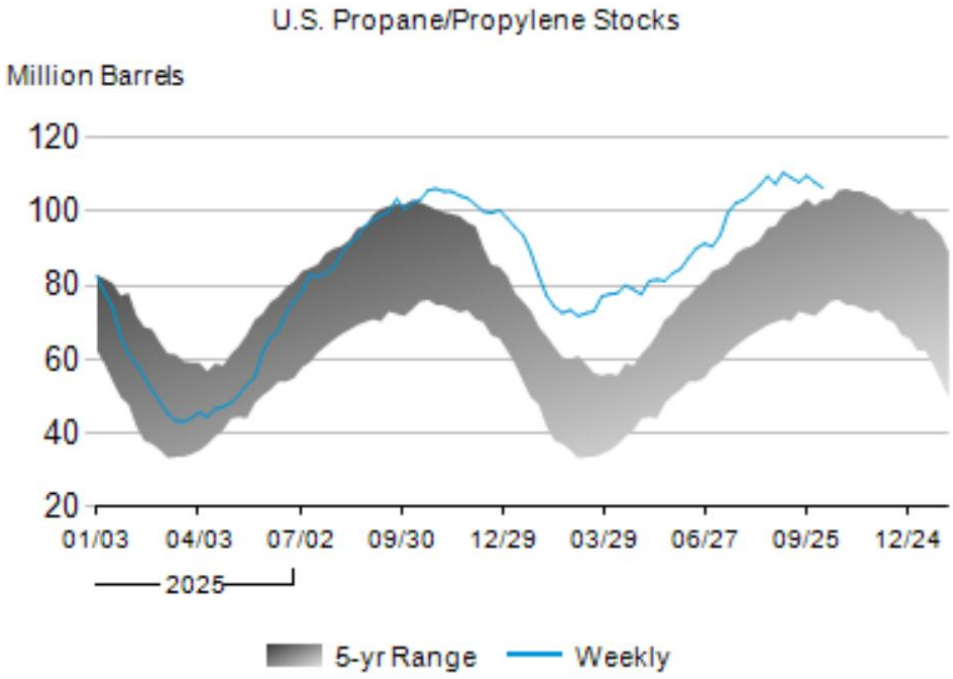
ANEXO Nº 1[5]





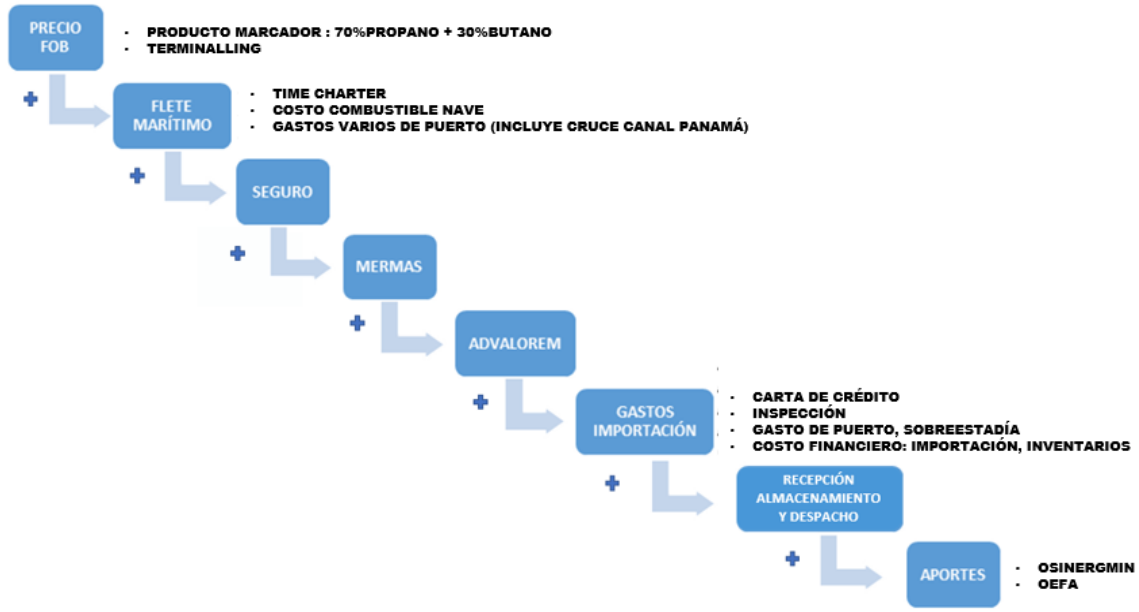
[5] *Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).*


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

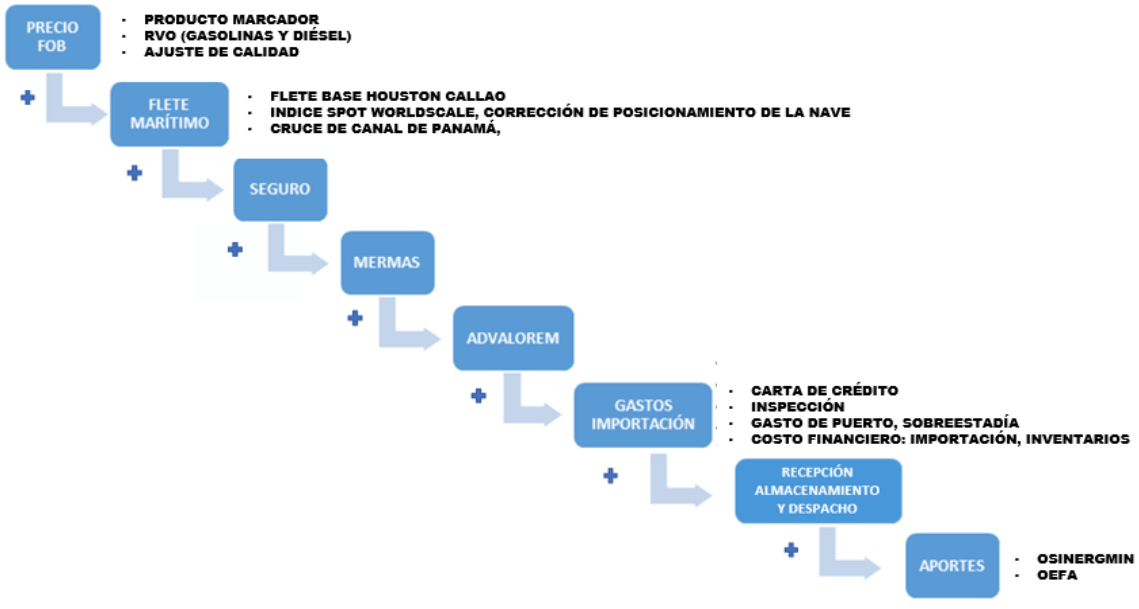
ANEXO N° 2

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