INFORME N° PR-43-2026-DGN/GRT
PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO
Informe al 26/10/2026

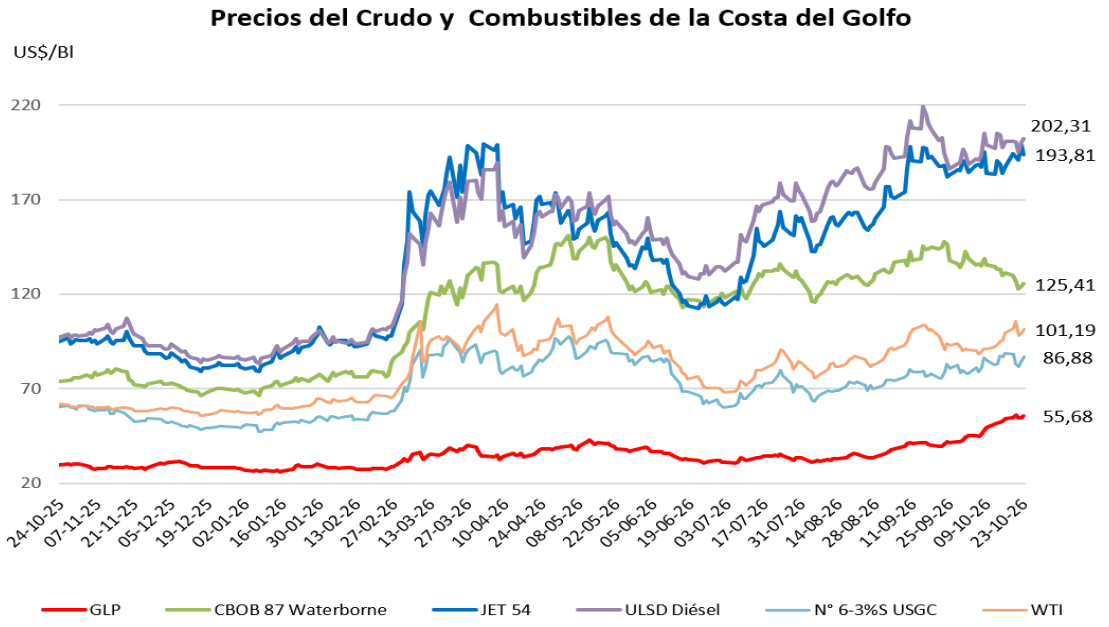
1. HECHOS RELEVANTES DE LA SEMANA [1]

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.

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.

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

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 101,19 US$/Bl, las gasolinas registraron un precio superior a 125 US$/Bl y los destilados medios registraron niveles superiores a los 193 US$/Bl. Para el mismo periodo, el precio del GLP cerró la semana en 55,68 US$/Bl.

En las semanas del 12.10.2026 al 23.10.2026, 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 destilado medio, así como el descenso de las existencias de crudo, gasolinas y propano, al 16 de octubre del 2026**

  Los inventarios de petróleo de Estados Unidos se redujeron en 3,1 millones de barriles alcanzando los 412,5 millones de barriles, ubicándose en un -3% por debajo de la media de los últimos 5 años, para esta época del año.

  Por su parte, las existencias de gasolinas decrecieron en 3,0 millones de barriles, reportando un total de 205,3 millones de barriles. Asimismo, los inventarios de destilados, que incluyen al diésel y al combustible para calefacción se incrementaron en 1,7 millones de barriles, ubicándose en 104,3 millones de barriles.

  Finalmente, las existencias de propano disminuyeron en 0,53 millones de barriles, registrando un nivel de 105,85 millones de barriles.

- **EE.UU. e Irán mantienen estancadas las negociaciones mientras los ataques contra buques en el Estrecho de Ormuz alcanzan niveles récord y aumentan las amenazas militares**

  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

[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.*

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%.

En consecuencia, durante la última semana predominó el deterioro de la seguridad marítima y la ausencia de avances diplomáticos entre EE.UU. e Irán. Aunque la recuperación parcial de las exportaciones petroleras del Golfo Pérsico moderó las preocupaciones de desabastecimiento, los crecientes ataques contra buques, las amenazas de nuevas operaciones militares y las restricciones sobre Ormuz mantuvieron elevado el riesgo geopolítico, reforzando las presiones alcistas sobre los precios internacionales del petróleo y sus derivados.

- **Los hutíes intensifican ataques contra instalaciones petroleras saudíes y elevan los riesgos de suministro**

  Durante la semana del 19 al 25 de octubre, los hutíes intensificaron sus ataques contra infraestructura energética de Arabia Saudita. El 21 de octubre, un ataque con drones contra el campo petrolero Shaybah, operado por Saudi Aramco, dejó dos fallecidos y dos heridos, aunque sin interrumpir la producción. Posteriormente, el 22 de octubre, Aramco ordenó evacuar temporalmente su sede en Dhahran, que había sufrido daños durante un ataque previo del 13 de octubre, ante el deterioro de las condiciones de seguridad.

  La escalada incrementó las preocupaciones sobre la continuidad de las exportaciones saudíes, especialmente por la vulnerabilidad del oleoducto Este-Oeste y la terminal petrolera de Yanbu, utilizados para transportar crudo evitando el estrecho de Ormuz. Asimismo, las amenazas hutíes sobre el mar Rojo y Bab el-Mandeb elevaron los riesgos para los embarques hacia Asia, incrementando los costos de transporte y seguros. Aunque no se confirmaron interrupciones productivas significativas, estos acontecimientos reforzaron el riesgo geopolítico y las presiones alcistas sobre el precio del petróleo.

- **EE.UU. y la AIE aceleran la liberación de reservas estratégicas, mientras Alemania prioriza el suministro de diésel ante la escasez mundial**

  El 29 de septiembre, el Departamento de Energía de EE.UU. abrió una licitación para intercambiar hasta 40 millones de barriles de crudo de su Reserva Estratégica de Petróleo (SPR), como parte del compromiso estadounidense de liberar 172 millones de barriles dentro

de la acción coordinada de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Posteriormente, el 15 de octubre, la AIE informó que aproximadamente 330 millones de barriles ya habían sido liberados y acordó acelerar la entrega de otros 100 millones pendientes, incluidos más de 20 millones de barriles de diésel. Asimismo, el 16 de octubre, EE.UU. abrió una nueva licitación por 17 millones de barriles, correspondientes a volúmenes pendientes de su compromiso original.

Durante la semana del 19 al 25 de octubre, la AIE reiteró su intención de acelerar las entregas, aunque el 20 de octubre su director, Fatih Birol, precisó que los volúmenes y plazos dependerán de las decisiones de cada país. El 21 de octubre, EE.UU. anunció un intercambio de hasta 315 mil barriles de destilados de su reserva del noreste, con entregas previstas hasta el 13 de noviembre. Asimismo, el 23 de octubre, Alemania autorizó la liberación de 13,5 millones de barriles adicionales, priorizando diésel y combustible de calefacción, para completar su compromiso de 19,5 millones de barriles, de los cuales seis millones ya habían sido liberados.

Estas medidas ejercen presiones bajistas sobre los precios del petróleo y sus derivados al incrementar temporalmente la disponibilidad de suministros, especialmente de diésel. Sin embargo, su efectividad dependerá de la evolución de la escasez de destilados, las restricciones de refinación y los elevados costos marítimos. Asimismo, dado que gran parte de los volúmenes anunciados corresponde a compromisos anteriores, su impacto real deberá evaluarse en función de las entregas efectivas, sin que estas representen necesariamente una oferta adicional a la previamente prevista.

- **Ucrania amplía ataques contra infraestructura petrolera rusa mientras este último reactiva las exportaciones de diésel**

  Durante la semana del 19 al 25 de octubre, Ucrania mantuvo sus ofensivas contra infraestructura energética rusa, tras el ataque del 15 de octubre a la refinería de Ryazan, con capacidad aproximada de 340 mil bpd. El 20 de octubre, drones provocaron un incendio en la estación de bombeo Nikolskoye, vinculada al oleoducto Druzhba, aunque no se confirmó una interrupción del transporte. Posteriormente, el 24 de octubre, Ucrania atacó la planta petroquímica Togliattikauchuk, una de las principales productoras rusas de caucho sintético. Paralelamente, Rusia avanzó en la reanudación de sus exportaciones de diésel. El 22 de octubre, el petrolero *Agioi Fanendes* zarpó de Primorsk con aproximadamente 40 mil toneladas (300 mil barriles), señalando inicialmente Nueva York como destino, con llegada prevista el 7 de noviembre, aunque sin confirmación definitiva.

  La reactivación de las exportaciones rusas constituye un factor bajista para el diésel internacional, al ampliar potencialmente su disponibilidad. Sin embargo, los ataques contra infraestructura energética y las restricciones de suministro de Oriente Medio mantienen presiones alcistas. Además, los primeros embarques podrían representar una redistribución comercial, sin incrementar significativamente la oferta mundial de combustibles.

- **La recuperación petrolera de EE.UU. y Oriente Medio contrasta con nuevas interrupciones de producción en Libia**

  La producción petrolera estadounidense continuó recuperándose tras el huracán Isaias, que inicialmente paralizó aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios (bpd) en el golfo de México. Al 14 de octubre, el volumen fuera de servicio disminuyó hasta 202 mil bpd, equivalente al 9,9% de la producción regional. Paralelamente, según Kpler, las exportaciones petroleras de Oriente Medio, excluyendo a Irán, alcanzaron 24,6 millones de bpd durante la semana terminada el 18 de octubre, superando los 23,3 millones de bpd anteriores al conflicto. Esta recuperación estuvo respaldada por mayores embarques desde terminales alternativas y el uso de rutas que evitan parcialmente el estrecho de Ormuz.

  En contraste, el 22 de octubre, la Corporación Nacional de Petróleo de Libia (NOC) informó del cierre no autorizado de una válvula del oleoducto Hamada-Zawiya, provocando reducciones de producción en los campos Hamada y Tahara, aunque sin precisar los volúmenes afectados. La interrupción reavivó las preocupaciones sobre la estabilidad del suministro libio, cuya producción nacional se mantiene alrededor de 1,4 millones de bpd.

  En conjunto, la recuperación de la producción estadounidense y de las exportaciones de Oriente Medio contribuyó a moderar las presiones alcistas sobre el petróleo. Sin embargo, las interrupciones en Libia mantienen cierta incertidumbre sobre el abastecimiento internacional.

- **OPEP y AIE profundizan sus previsiones de debilidad de la demanda, pero la mayor caída de la oferta mantiene ajustado el mercado**

  La OPEP redujo por sexto mes consecutivo su previsión de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para 2026, desde 380 mil hasta 180 mil bpd, mientras elevó su proyección para 2027 a 2,55 millones de bpd. Por su parte, el 14 de octubre, la Agencia Internacional de Energía (AIE) incrementó su estimación de contracción de la demanda mundial para 2026 desde 2,5 hasta 2,6 millones de bpd, situándola en 102,4 millones de bpd, debido a los elevados precios de los combustibles, las restricciones de suministro y el deterioro de las perspectivas económicas.

  Pese a la debilidad de la demanda, la AIE prevé que la oferta mundial caerá 5,8 millones de bpd en 2026, hasta 100,7 millones de bpd, aunque la producción registró una recuperación parcial en septiembre. Asimismo, los inventarios mundiales disminuyeron 10 millones de barriles durante ese mes y acumularon una reducción de 509 millones desde finales de febrero. En consecuencia, la mayor pérdida de oferta frente a la contracción de la demanda mantiene el mercado en déficit y sostiene las presiones alcistas sobre los precios internacionales, especialmente del diésel.
  Durante la semana del 12 al 18 de octubre, la AIE anunció nuevas medidas para acelerar la entrega de reservas estratégicas ante la persistente escasez internacional de combustibles. El 15 de octubre, su Consejo de Gobierno informó que aproximadamente 330 millones de barriles ya habían sido liberados y acordó agilizar la entrega de otros 100 millones, incluyendo más de 20 millones de barriles de diésel lo antes posible. Asimismo, señaló que las liberaciones totales superarían el compromiso original de 400 millones de barriles, debido a los mayores aportes de algunos países. Por su parte, el 16 de octubre, EE. UU. abrió

una nueva licitación para intercambiar hasta 17 millones de barriles de crudo, correspondientes al volumen pendiente de la convocatoria de 40 millones de barriles de septiembre. La SPR estadounidense se situó en aproximadamente 282,7 millones de barriles al cierre de esa semana, su menor nivel desde 1982.

Las liberaciones ejercen presión bajista sobre el crudo y sus derivados al incrementar temporalmente la oferta, especialmente de diésel. Sin embargo, las restricciones de refinación, la escasez de destilados y la reducción de reservas estratégicas limitan su capacidad para contener sostenidamente los precios.

- **Ucrania reanuda ataques contra refinerías rusas mientras este último flexibiliza las restricciones a las exportaciones de diésel**

  Durante la semana del 12 al 18 de octubre, Ucrania reanudó sus ataques contra refinerías rusas tras el fracaso de una breve tregua energética promovida por EE.UU. El 15 de octubre, drones ucranianos provocaron un incendio en la refinería de Rosneft en Ryazan, con capacidad de aproximadamente 340 mil bpd, obligando a paralizar una de sus principales unidades de destilación y dañando varias tuberías. Paralelamente, Rusia había flexibilizado desde el 10 de octubre las restricciones a las exportaciones de diésel, tras un acuerdo con Washington para suministrar inicialmente 300 mil toneladas, seguidas de 500 mil en noviembre y un millón posteriormente. El 13 de octubre se reanudaron los embarques desde Primorsk, incluido un cargamento de aproximadamente 40 mil toneladas destinado a Marruecos.

  La reanudación de las exportaciones rusas constituye un factor bajista para el diésel internacional. Sin embargo, los continuos ataques contra refinerías, la pérdida de capacidad operativa y las restricciones de suministro de Oriente Medio limitan su impacto. La AIE advierte que la flexibilización comercial difícilmente resolverá la escasez de destilados mientras persistan las dificultades de refinación.

- **EE.UU. recupera su producción petrolera tras el huracán Isaias**

  El huracán Isaias provocó importantes interrupciones en la producción petrolera del golfo de México, paralizando inicialmente aproximadamente 1,5 millones de barriles diarios (bpd), equivalentes al 72% de la producción regional. Empresas como Shell, Chevron y BP suspendieron temporalmente operaciones y evacuaron personal, mientras EE.UU. autorizó intercambios de hasta 4 millones de barriles de sus reservas estratégicas para garantizar el abastecimiento.

  Durante la semana del 12 al 18 de octubre, la producción registró una rápida recuperación. Al 14 de octubre, el volumen fuera de servicio disminuyó hasta aproximadamente 202 mil bpd, apenas el 9,9% de la producción regional. La normalización de operaciones redujo las presiones alcistas sobre el crudo, aunque su impacto fue contrarrestado por los conflictos en Oriente Medio y las restricciones internacionales de suministro.

- **OPEP y AIE profundizan sus previsiones de debilidad de la demanda, pero la mayor caída de la oferta mantiene ajustado el mercado**

  La OPEP redujo por sexto mes consecutivo su previsión de crecimiento de la demanda mundial de petróleo para 2026, desde 380 mil hasta 180 mil bpd, mientras elevó su proyección para 2027 a 2,55 millones de bpd. Por su parte, el 14 de octubre, la Agencia Internacional de Energía (AIE) incrementó su estimación de contracción de la demanda mundial para 2026 desde 2,5 hasta 2,6 millones de bpd, situándola en 102,4 millones de bpd, debido a los elevados precios de los combustibles, las restricciones de suministro y el deterioro de las perspectivas económicas.

  Pese a la debilidad de la demanda, la AIE prevé que la oferta mundial caerá 5,8 millones de bpd en 2026, hasta 100,7 millones de bpd, aunque la producción registró una recuperación parcial en septiembre. Asimismo, los inventarios mundiales disminuyeron 10 millones de barriles durante ese mes y acumularon una reducción de 509 millones desde finales de febrero. En consecuencia, la mayor pérdida de oferta frente a la contracción de la demanda mantiene el mercado en déficit y sostiene las presiones alcistas sobre los precios internacionales, especialmente del diésel.

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 27.10.2026, 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 (-0,72 S/Gln), Gasolina Regular (-0,60 S/Gln), Gasohol Premium (-0,69 S/Gln), Gasohol Regular (-0,58 S/Gln), Diesel B5 UV S-50 (-0,28 S/Gln), Diesel B5 S-50 (-0,28 S/Gln), Petróleo Industrial N° 6 (+0,22 S/Gln) y Petróleo Industrial N° 500 (+0,22 S/Gln), respecto de sus precios del 21 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)

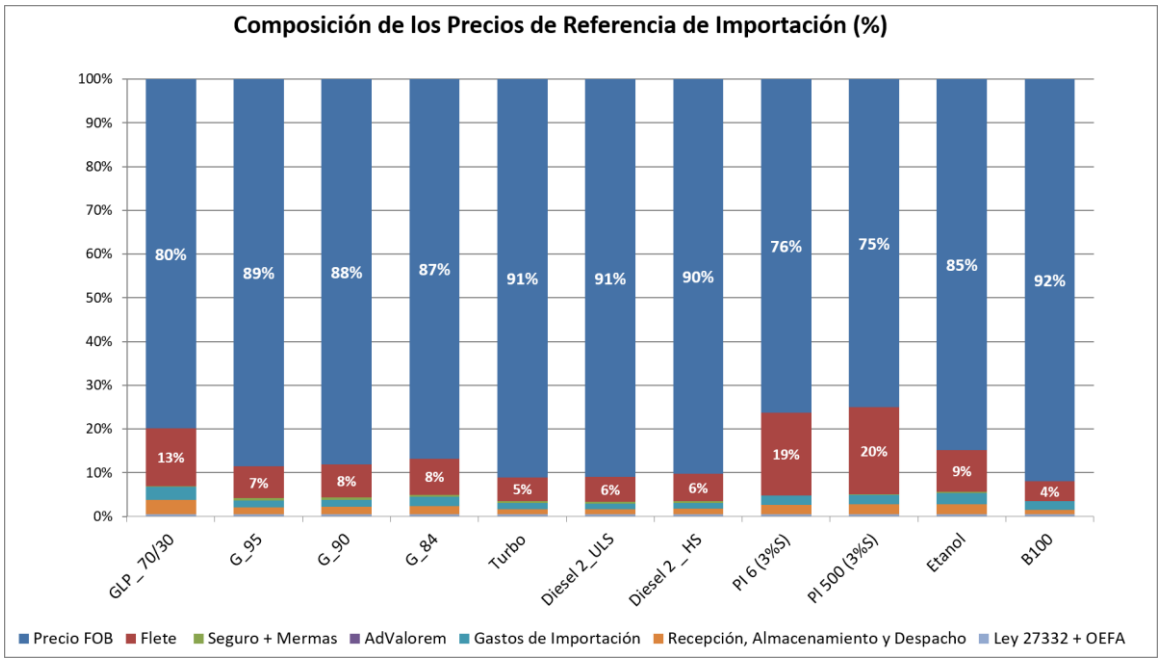
El Precio de Referencia 2 (PR2): Es el Precio FOB que refleja una operación eficiente de exportación hacia el mercado relevante. Se determina en base al precio del producto marcador, al cual se le aplica el ajuste de calidad que corresponda y se le descuenta el costo de transporte y seguro.

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 12/10/2026 y el 23/10/2026, se muestra en la Gráfica N° 3.

GRÁFICA N° 3: Composición del Precio de Referencia 1 (PR1) de los Combustibles, al 26-10-26, 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, 85% 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 87% 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 26 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 7,70 cent$/galón equivalente a 3,23 US$/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 12,25 US$/Bl.

- **Ajuste de Calidad por RVP**: Se determinó un ajuste de 2,25 US$/Bl para la Gasolina Premium y un ajuste de 1,76 US$/Bl para la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos.

- **Ajuste de Calidad por Octanaje:** Se determinó un ajuste de 1,92 US$/Bl para la Gasolina Regular y un ajuste de -10,36 US$/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 12,25 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 -17,89 US$/Bl 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 -5,89 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.

Flete Marítimo

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 0,27 US$/Bl para el GLP, 0,45 US$/Bl para las gasolinas y 0,45 US$/Bl 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:

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 Nº 1: Composición de los Precios de Referencia de Importación de Combustibles

Fecha de Publicación : **26-Oct-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	56,99	130,08	123,42	111,13	190,35	191,43	173,54	85,26	79,37	90,36	221,84
Precio Marcador	53,76	127,83	119,74	119,74	190,35	191,43	191,43	85,26	85,26	90,36	221,84
Ajuste de Calidad		2,25	3,68	-8,60			-17,89		-5,89		
Terminalling	3,23										
Flete Marìtimo	9,53	10,61	10,61	10,61	11,35	11,91	11,91	21,08	21,08	10,11	10,83
Seguro	0,06	0,39	0,38	0,34	0,08	0,33	0,30	0,04	0,04	0,02	0,04
Mermas	0,00	0,32	0,30	0,27	0,97	0,61	0,56	0,00	0,00	0,24	0,24
Valor CIF	66,58	141,41	134,71	122,36	202,75	204,28	186,30	106,38	100,49	100,73	232,96
Advalorem											
Gastos de Importación	2,16	2,29	2,24	2,66	3,06	2,73	2,60	2,42	2,37	2,77	4,80
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	0,76	0,73	0,68	0,92	1,01	0,93	0,54	0,52	0,56	1,06
Precio de Referencia Ex-Planta	**71,42**	**146,83**	**140,06**	**128,07**	**209,11**	**210,39**	**192,21**	**111,71**	**105,75**	**106,48**	**241,25**

(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.

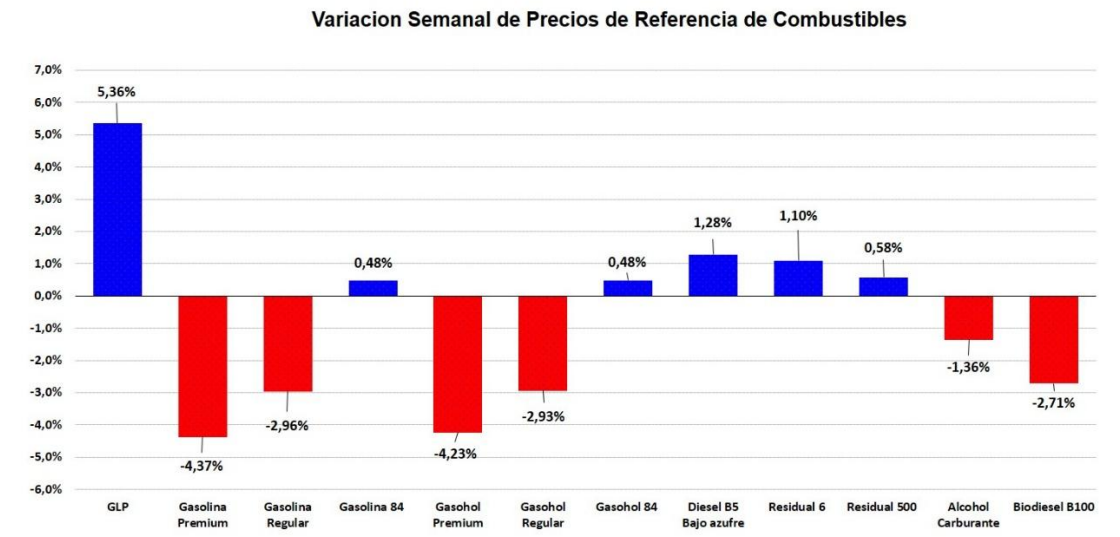
2.3. Variación Semanal de los Precios de Referencia de Combustibles

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

Soles/galón	OSINERGMIN		
PRODUCTOS	Precios 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 Nº 4**: Variación PR Combustibles OSINERGMIN*



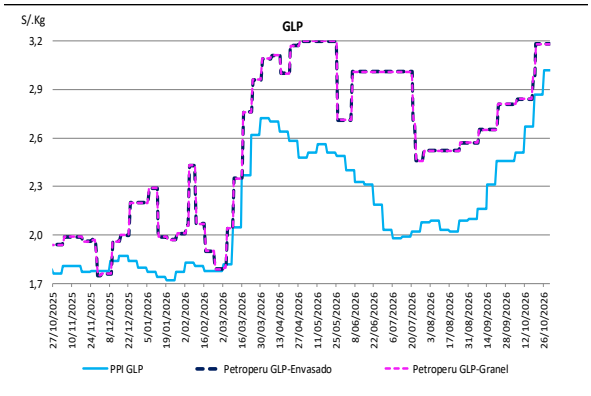
3. COMPARACIÓN ENTRE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE VENTA LOCAL.

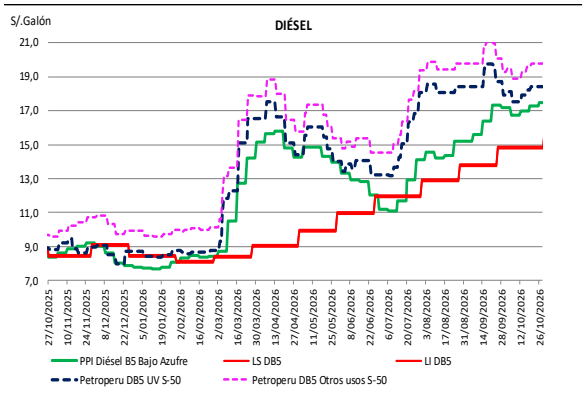
***TABLA N° 3**: Diferencia entre Precios de Referencia de Combustibles vs Precios de Venta PETROPERU*

Soles/galón	PETROPERU					
PRODUCTOS	A Precio Neto (PN) 27/10/26	B Precio Neto (PN) 21/10/26	A/B-1 Var% Precio Neto 26/10/26	PR1 + MC 26/10/26	PN vs. (PR1 + MC) S/./Gln 26/10/26	PN vs. (PR1 + MC) % 26/10/26
Gasolina Premium	14,27	14,99	-4,8%	12,22	2,05	16,8%
Gasolina Regular	12,98	13,58	-4,4%	11,67	1,31	11,2%
Gasohol Premium	13,94	14,63	-4,7%	11,96	1,98	16,6%
Gasohol Regular	12,83	13,41	-4,3%	11,45	1,38	12,1%
Diesel B5 UV S-50	18,15	18,43	-1,5%	17,49	0,66	3,8%
Residual 6	15,28	15,06	1,5%	9,34	5,94	63,6%
Residual 500	14,89	14,67	1,5%	8,85	6,04	68,2%

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*

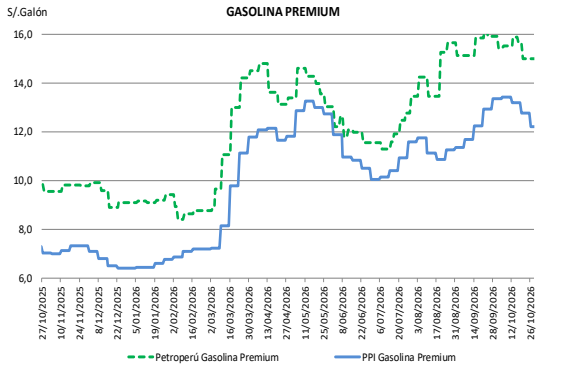


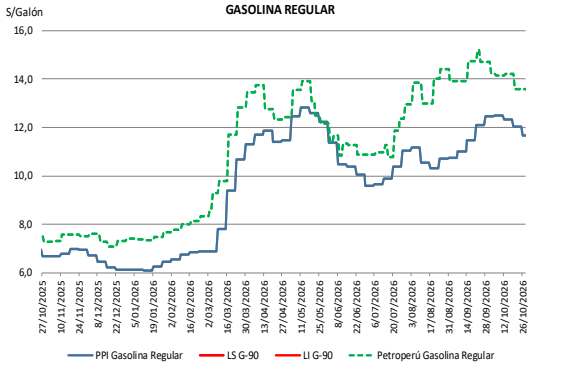


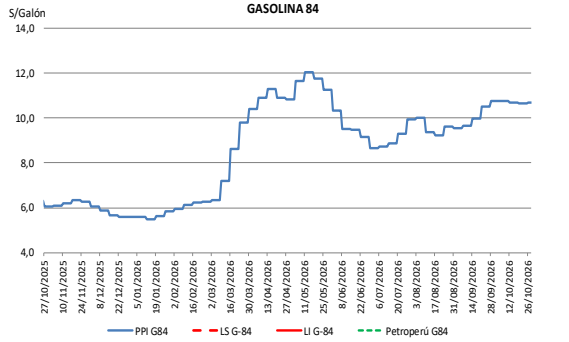
*Fuentes: Osinergmin y Petroperú**

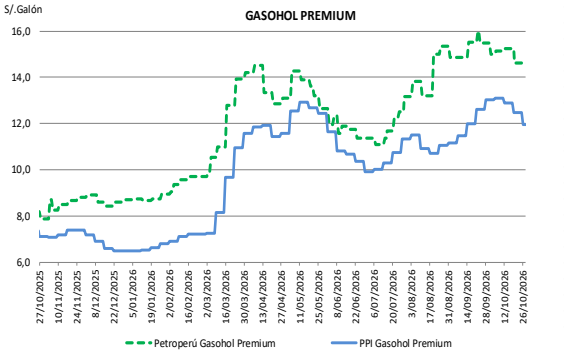
** Del 06 de enero al 16 de febrero y del 10 de marzo a la fecha Petroperú no publicó precios del GLP para el Callao. En dicho periodo se ha tomado los precios publicados para la Planta de Talara.*

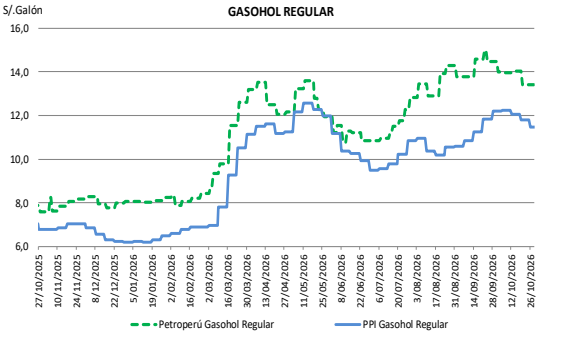
GRAFICA N° 6: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Lista en Soles/Galón*

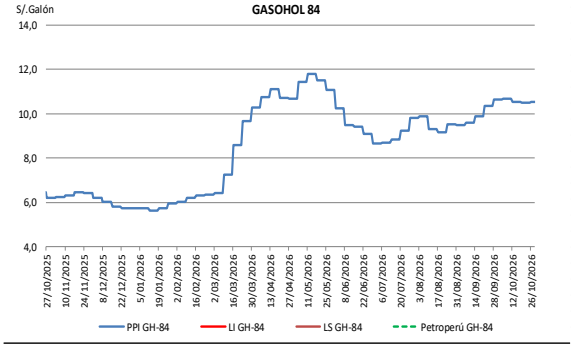


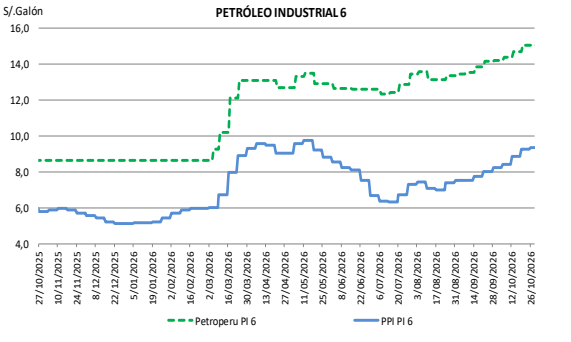


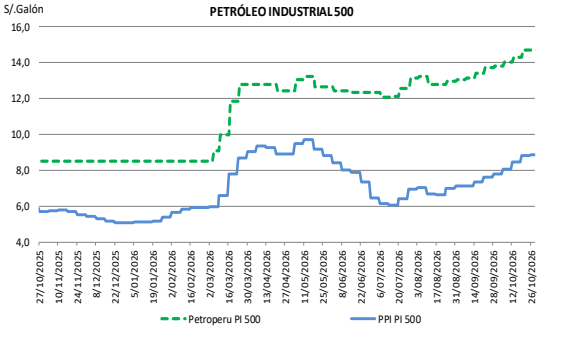








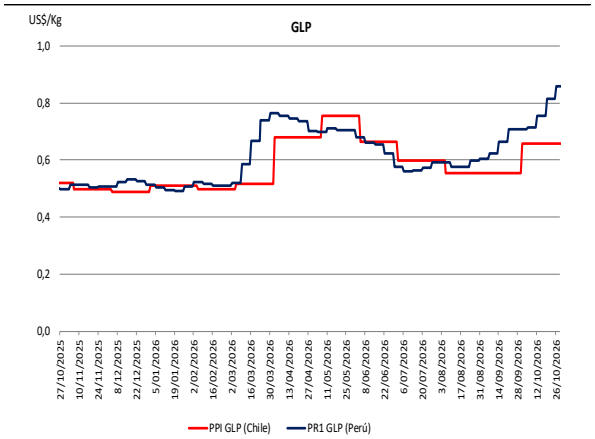


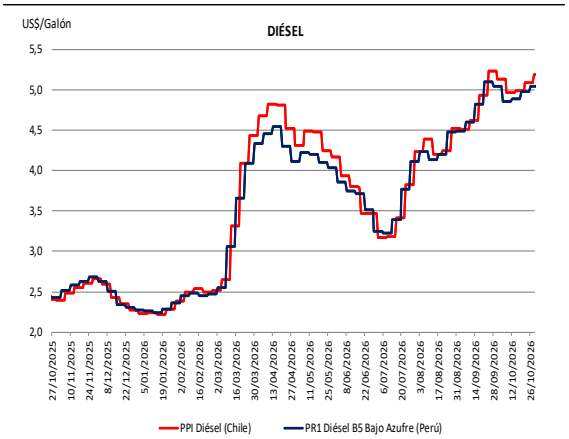


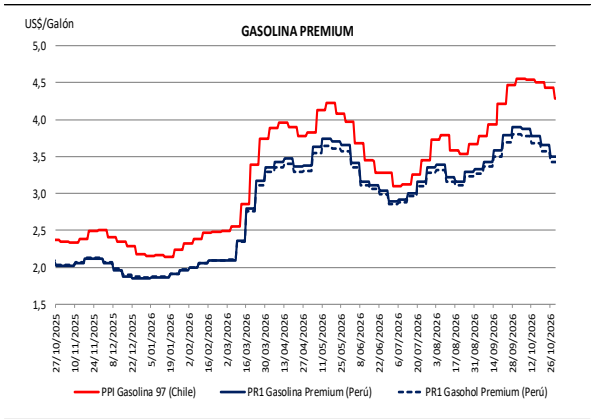
Fuente: Osinergmin y Petroperú

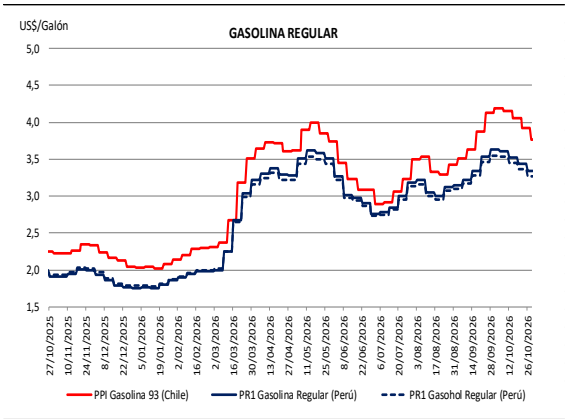
5. COMPARACIÓN DE PRECIOS DE REFERENCIA DE IMPORTACIÓN DE LOS COMBUSTIBLES Y LOS PRECIOS DE PARIDAD DE CHILE.

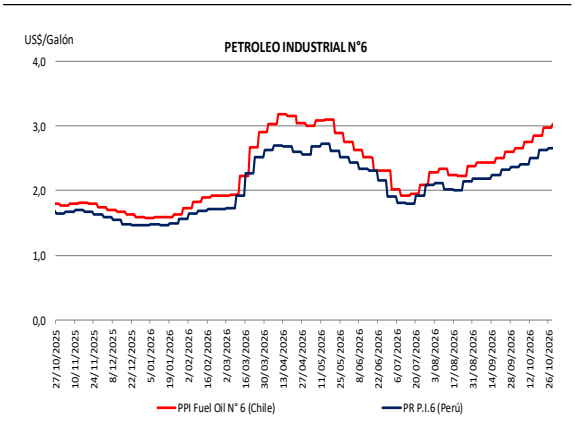
GRAFICA N° 7: *Comparación de Precios de Referencia y Precios de Paridad de Chile en US$/Galón*







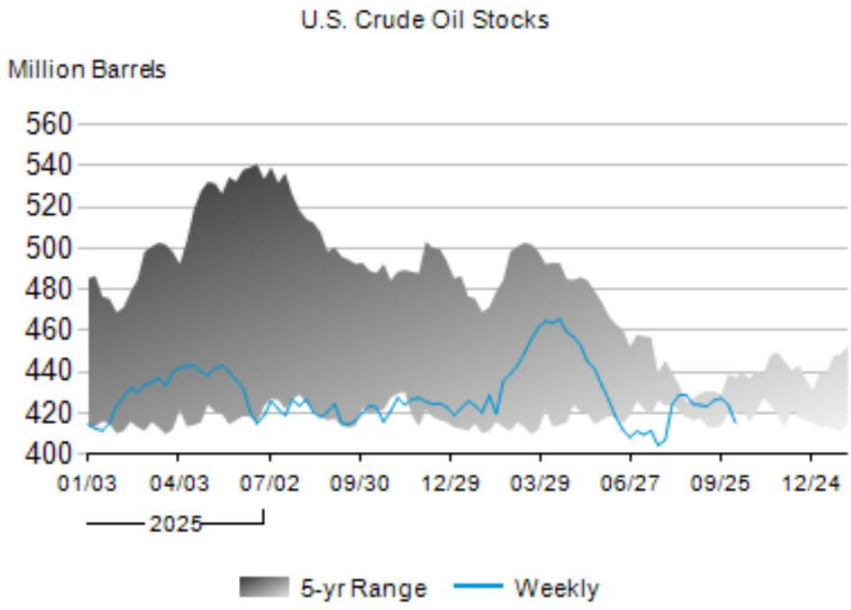


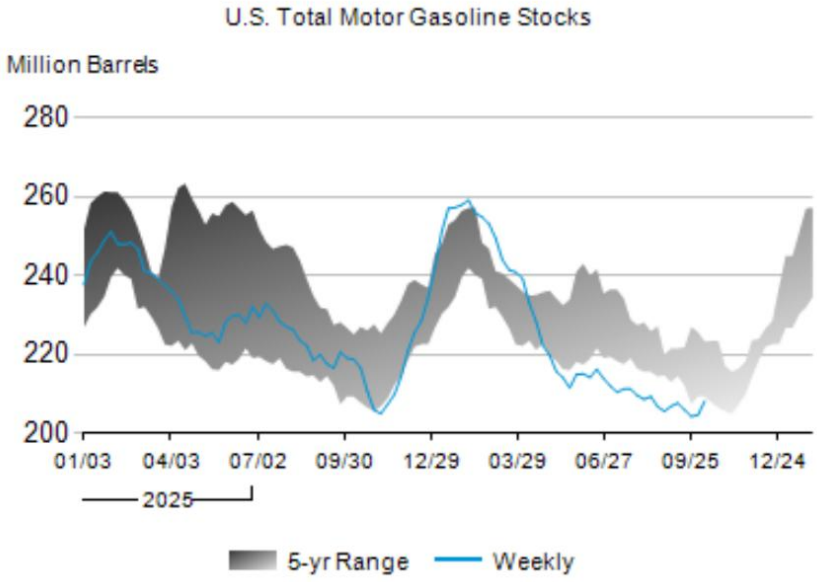


Fuente: Osinergmin y ENAP

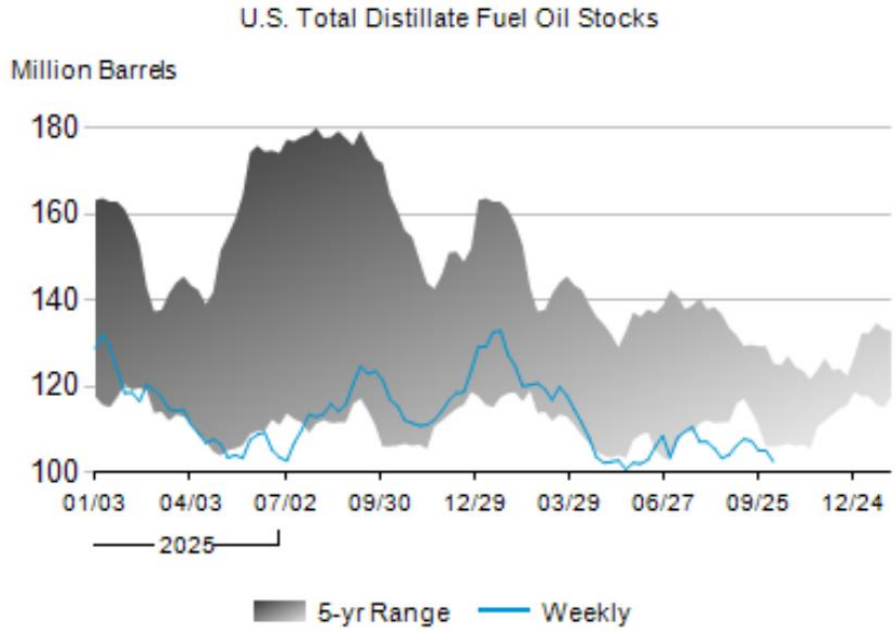
MMC / MMT / ASC

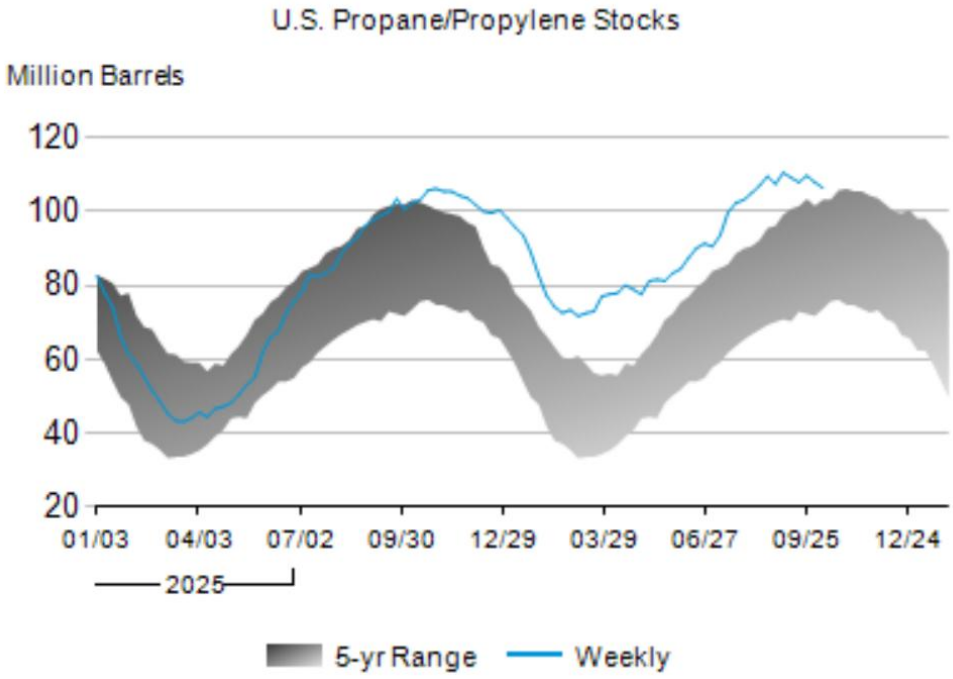
ANEXO Nº 1[5]





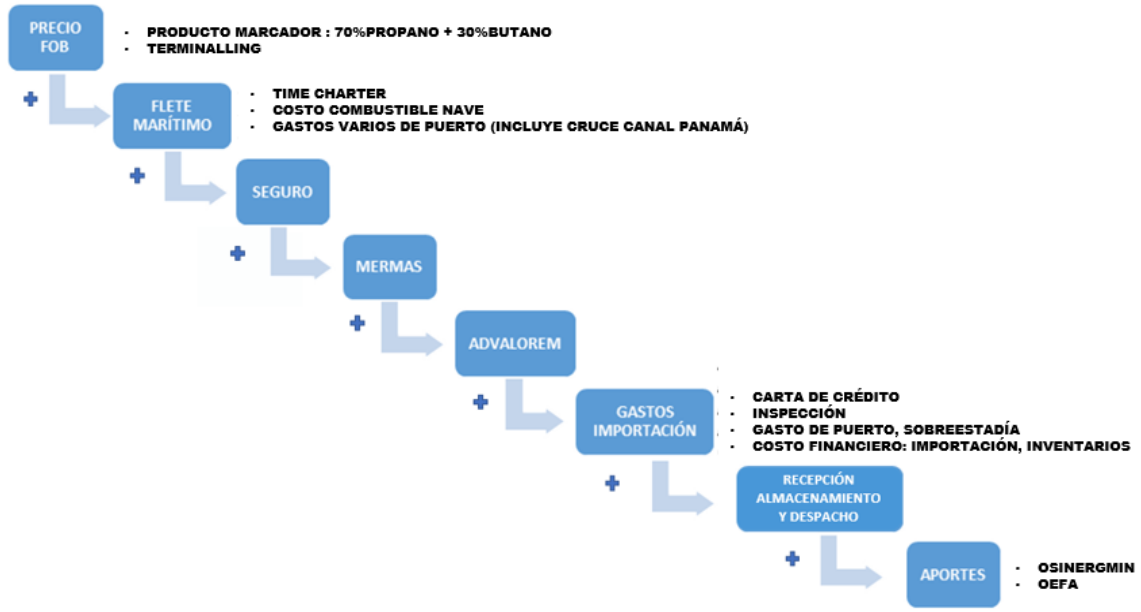
[5] *Gráficas tomadas de la última publicación semanal "Análisis y Proyecciones del EIA" (U.S. Energy Information Administration).*


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

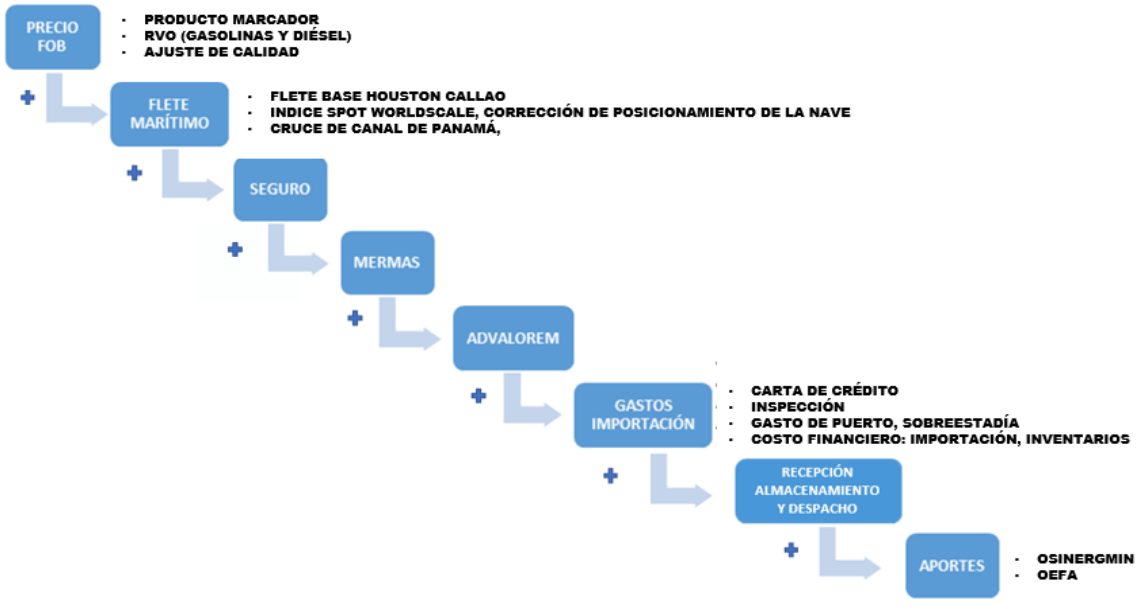
ANEXO Nº 2

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