

Gerencia de Regulación de Tarifas

División de Gas Natural

---

**Modificación del “*Procedimiento para el  
Cálculo de Precios de Referencia de los  
Combustibles Derivados del Petróleo*”  
aprobado mediante la Resolución N° 174-  
2021-OS/CD**

Expediente N° 180-2021-GRT

25 de julio de 2024

**Elaborado por:**

Eduardo Torres Morales  
Maritza Medina Tacuri  
Alexander Seminario Cacha

**Revisado y aprobado por:**

[mmoleros]

## Índice

<b>1</b>	<b>RESUMEN EJECUTIVO .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>OBJETIVO.....</b>	<b>6</b>
<b>3</b>	<b>ANTECEDENTES.....</b>	<b>7</b>
3.1	MARCO NORMATIVO Y ANTECEDENTES .....	7
3.2	PROBLEMÁTICA.....	8
<b>4</b>	<b>RESUMEN DEL ANÁLISIS DE LOS COMENTARIOS PRESENTADOS POR LOS INTERESADOS.....</b>	<b>10</b>
<b>5</b>	<b>MODIFICACIÓN DE LA NORMA “PROCEDIMIENTO PARA EL CÁLCULO DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA DE LOS COMBUSTIBLES DERIVADOS DEL PETRÓLEO” .....</b>	<b>12</b>
5.1	SOBRE LOS PRODUCTOS MARCADORES.....	12
5.1.1	<i>Modificación del producto marcador del Diésel de alto contenido de Azufre .....</i>	<i>12</i>
5.1.2	<i>Precisión sobre los marcadores de las gasolinas premium.....</i>	<i>16</i>
5.2	PRECISIONES SOBRE EL AJUSTE DE CALIDAD DEL DIÉSEL.....	21
5.3	MEJORAS SOBRE EL COSTO DEL TERMINALLING DEL GLP.....	23
5.4	PRECISIONES SOBRE LAS DEMORAS EN EL CRUCE DEL CANAL DE PANAMÁ .....	29
<b>6</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>32</b>
	ANEXO 1.....	33
	ANEXO 2.....	58

# 1 Resumen Ejecutivo

Mediante Decreto Supremo N° 007-2003-EM, se encargó al Osinergmin la publicación semanal de los precios referenciales de los combustibles derivados del petróleo listados en el artículo 2 de dicha norma, de acuerdo al procedimiento que para tal efecto implemente, en concordancia con los lineamientos dispuestos por el Ministerio de Energía y Minas (en adelante “Minem”).

El 12 de enero del 2021 se publicó la Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH mediante la cual el Minem aprobó los Lineamientos para la determinación de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del petróleo vigentes (en adelante “Lineamientos”).

En concordancia con los Lineamientos emitidos por el Minem, mediante Resolución N° 174-2021-OS/CD y sus modificatorias, Osinergmin aprobó el “Procedimiento para la Publicación de los Precios de Referencia de los Combustibles Derivados del Petróleo” (en adelante “Procedimiento de Cálculo”), el cual establece los criterios y fórmulas aplicables por Osinergmin para el cálculo de los Precios de Referencia a partir del 05 de julio de 2021.

Asimismo, en el numeral 2.2.5 del artículo 2 de la Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH se señala que el Osinergmin realiza la evaluación anual del comportamiento de los siguientes aspectos: i) Mercados relevantes; ii) Demás componentes de los Precios de Referencia; iii) Precios de Referencia y su comparación a nivel internacional; y, iv) Precios de Referencia y su comparación con precios de venta local. En dicho numeral se señala, además, que se identificarán propuestas de modificación de los Lineamientos del Minem que correspondan, para lo cual, se presenta un informe cada año al Minem con la mencionada evaluación y el sustento de las propuestas.

En tal sentido, con Oficio N° 88-2023-OS-GG se remitió al Minem el Informe Técnico N° 182-2024-GRT con los resultados de la evaluación anual, correspondiente al año 2023, en cumplimiento a lo requerido en los Lineamientos. De los resultados obtenidos de la citada evaluación anual se concluyó que no hay necesidad de modificar los Lineamientos del Minem. No obstante, se identificaron oportunidades de mejoras al Procedimiento de Cálculo.

De acuerdo a lo expuesto, con fecha 12 de junio de 2024, mediante Resolución N° 116-2024-OS/CD se dispuso la publicación del proyecto de resolución con las modificaciones al Procedimiento de Cálculo, otorgando un plazo de 15 días hábiles para que los interesados remitan sus comentarios. Dentro del plazo otorgado se recibieron los comentarios de Solgas S.A., Petróleos del Perú S.A. (Petroperú) y de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía

(SNMPE). Cabe indicar que también se recibió un documento con comentarios adicionales de Solgas, el cual fue remitido extemporáneamente (el 04 de julio de 2024).

Luego se procedió a analizar los comentarios y se dio respuesta a cada uno de ellos, acogándose aquellos comentarios y aportes que contribuyen al objetivo de la norma. En la siguiente tabla se muestra de manera resumida la cantidad de comentarios que fueron aceptados en su totalidad, o de forma parcial, y aquellos que no fueron aceptados.

N°	Agente	Cantidad de comentarios	Aceptados	Aceptados en parte	No corresponde/ No aceptados	Extemporáneos
1	Petroperú	4	-	-	4	-
2	SNMPE	7	-	2	5	-
3	Solgas S. A.	6	-	-	4	2
<b>Total</b>		<b>17</b>	-	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>2</b>

Notas:

Petroperú: Petróleos del Perú S. A.

SNMPE: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

Asimismo, de la citada evaluación anual se identificaron mejoras que requieren ser incorporadas a través de precisiones y modificaciones en el Procedimiento de Cálculo vigente, dichas mejoras se resumen a continuación:

- Modificar el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar el uso del marcador del Diésel “ULSD 62” en lugar del “Heating Oil 77”, ambos del mercado relevante USGC, debido a que el “Heating Oil 77” ha dejado de ser representativo por la pérdida de liquidez en el mercado norteamericano.
- Modificar el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar que los marcadores Premium CBOB y Regular CBOB utilizados en la formulación de la Gasolina Premium, son precios de una gasolina base sin contenido de Etanol.
- Modificar el numeral 7.2.2 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para incorporar la aplicación del componente “ajuste de calidad por contenido de azufre” de la estructura del Valor FOB del Diésel.
- Modificar el numeral 7.3 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para incorporar el diferencial de exportación del butano en el costo del *Terminalling* del GLP.
- Modificar los numerales 7.5.1 y 7.5.2 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar el cálculo del costo por las demoras en el Canal de Panamá, incluyendo como parte del criterio metodológico, el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá.

Producto del análisis de los 15 comentarios recibidos al proyecto de resolución dentro del plazo de recepción, se admitieron parcialmente 2 comentarios los cuales coadyuvan con el mejor entendimiento del Procedimiento de Cálculo.

De acuerdo con lo expuesto, resulta necesaria la aprobación de la resolución que dispone la modificación del Procedimiento de Cálculo, la misma que incorpora las mejoras identificadas en

la evaluación anual del comportamiento de los precios de referencia y las opiniones y sugerencias recibidas de los interesados.

Cabe señalar que la modificación del Procedimiento de Cálculo no es objeto de un Análisis de Impacto Regulatorio, de acuerdo con el pronunciamiento de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico (GPAE) y la Gerencia de Asesoría Jurídica (GAJ) de Osinergmin quienes han emitido los siguientes documentos: Informe Técnico N° 64-2024-OS-GPAE e Informe N° GAJ-52-2024, dando su conformidad a la exclusión del Análisis de Impacto Regulatorio al Proyecto de Modificación de la Norma “Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo” de conformidad con los criterios de Exclusión de la Guía Metodológica para la realización de Análisis de Impacto Regulatorio, aprobada con Resolución N° 130-2020-OS/CD.

## 2 Objetivo

El objetivo del presente informe es sustentar la modificación del Procedimiento de Cálculo, aprobado mediante la Resolución N° 174-2021-OS/CD, para incluir las mejoras identificadas en la evaluación anual correspondiente al año 2023, así como absolver las opiniones y sugerencias presentadas al proyecto de resolución cuya publicación fue dispuesta mediante Resolución N° 116-2024-OS/CD de fecha 12 de junio de 2024. En base al análisis de dichas opiniones y sugerencias, se acogen las que coadyuven con el objeto de mejoras normativas.

## 3 Antecedentes

### 3.1 Marco Normativo y Antecedentes

- Texto Único Ordenado de la Ley N° 26221, Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional, aprobado con Decreto Supremo N° 042-2005-EM.
- Decreto Supremo N° 045-2001-EM, Reglamento para la Comercialización de Combustibles Líquidos y otros productos derivados de los Hidrocarburos, complementada mediante Decreto Supremo N° 023-2006-EM.
- Decreto Supremo N° 007-2003-EM y modificatorias, mediante el cual se encarga a OSINERG (hoy Osinergmin) la publicación semanal de los precios de referencia de las gasolinas para uso automotor, kerosene, turbo, diésel, gas licuado de petróleo (GLP) y petróleos industriales (PIN 6 Y PIN 500), y sus modificatorias.
- Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH, mediante la cual se establecieron los lineamientos para la determinación de los Precios de Referencia de los combustibles derivados del petróleo y para la determinación de los precios de referencia para la actualización de las Tarifas en Barra (incluye sus modificatorias).
- Decreto Supremo N° 021-2007-EM, Reglamento de comercialización de Biocombustibles.
- Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH publicada el 12 de enero de 2021, mediante la cual el Minem autoriza la actualización de los Lineamientos para la determinación de los precios de referencia de los combustibles derivados del petróleo, dejando sin efecto la Resolución Directoral N° 122-2006-EM/DGH y sus modificatorias (en adelante “Lineamientos”).
- Resolución N° 174-2021-OS/CD<sup>1</sup> publicada el 2 de julio de 2021, que aprobó la Norma “Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo” (en adelante “Procedimiento de Cálculo”).

---

<sup>1</sup> Modificada por la Resolución N° 020-2022-OS/CD, Resolución N° 114-2022-OS/CD y Resolución N° 127-2023-OS/CD.

- Oficio N° 88-2024-OS-GG de fecha 26 de marzo de 2024, mediante el cual Osinergmin remite al Minem el Informe Técnico N° 182-2024-GRT que contiene la evaluación anual del comportamiento de los Precios de Referencia correspondiente al año 2023, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 2.2.5 de los Lineamientos.
- Resolución N° 116-2024-OS/CD, publicada el 12 de junio de 2024 (en adelante “Proyecto Normativo”), que dispuso la publicación del proyecto de resolución con las modificaciones al Procedimiento de Cálculo, otorgándose un plazo de 15 días hábiles para la recepción de opiniones y sugerencias de los interesados.
- Dentro del plazo otorgado, los siguientes interesados formularon sus opiniones y sugerencias:
  - Solgas S.A. (en adelante “Solgas”), mediante Carta S/N, recibido el 18 de junio de 2024 a las 12:45 horas, según Registro GRT N° 5684-2024 y Registro SIGED N° 202400143012.
  - Petróleos del Perú S.A. (en adelante “Petroperú”), mediante Carta – GCPG-0629-2024, recibida el 03 de julio a las 13:57 horas, según Registro GRT N° 6285-2024 y Registro SIGED N° 202400157195.
  - Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (en adelante “SNMPE”), mediante documento remitido vía correo electrónico, recibido el 03 de julio de 2024 a las 18:49 horas.

### 3.2 Problemática

Mediante el Decreto Supremo N° 007-2003-EM, modificado por Decreto Supremo N° 070-2010-EM, se encargó a Osinergmin la publicación semanal de los precios de referencia de las gasolinas para uso automotor, gasoholes, turbo, diésel BX, gas licuado de petróleo y petróleos industriales, con la finalidad de informar al mercado interno sobre las variaciones semanales de los precios internacionales que se reflejarían en el mercado interno.

El 12 de enero del 2021 se publicó en el diario oficial El Peruano la Resolución Directoral N° 244-2020-MINEM/DGH mediante la cual el Minem estableció los Lineamientos. En el artículo 2 de dicha norma señala que Osinergmin es el organismo encargado de implementar el procedimiento y establecer la metodología de cálculo de los Precios de Referencia en concordancia con los lineamientos que establezca el Minem.

En ese marco, con fecha 2 de julio de 2021, Osinergmin publicó la Resolución N° 174-2021-OS/CD aprobando el Procedimiento de Cálculo.

En el numeral 2.2.5 del artículo 2 de los Lineamientos se señala que el Osinergmin realiza la evaluación anual del comportamiento de los siguientes aspectos: i) Mercados relevantes; ii) Demás componentes de los Precios de Referencia; iii) Precios de Referencia y su comparación a nivel internacional; y, iv) Precios de Referencia y su comparación con precios de venta local. En dicho numeral se señala, además, que se identificarán propuestas de modificación de los Lineamientos del Minem que correspondan, para lo cual, se presenta un informe al Minem cada año con la mencionada evaluación y el sustento de las propuestas.

En cumplimiento de lo establecido en los Lineamientos, Osinergmin efectuó la evaluación anual, correspondiente al año 2023, y con Oficio N° 88-2024-OS-GG se remitió al Minem el Informe Técnico N° 182-2024-GRT con los resultados de dicha evaluación, donde se concluyó que no resulta necesario modificar los Lineamientos; no obstante, se identificaron mejoras que requieren ser incorporadas a través de precisiones y modificaciones al Procedimiento de Cálculo.

En ese contexto, mediante Resolución N° 116-2024-OS/CD del 12 de junio de 2024 se dispuso la publicación del proyecto de resolución con las modificaciones a la norma “Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo” (en adelante “Proyecto Normativo”), otorgando un plazo de 15 días hábiles para que los interesados remitan sus comentarios.

Dentro del plazo otorgado se recibieron los comentarios de Solgas S.A. (Solgas), Petróleos del Perú S.A. (Petroperú) y de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía (SNMPE). Cabe indicar que también se recibió un documento con comentarios adicionales de Solgas, el cual fue remitido extemporáneamente. Luego se procedió a analizar los comentarios y se dio respuesta a cada uno de ellos, acogándose aquellos comentarios y aportes que contribuyen al objetivo de la norma.

Por lo expuesto, en ejercicio de la función normativa de Osinergmin, corresponde aprobar la modificación del Procedimiento de Cálculo.

## 4 Resumen del análisis de los comentarios presentados por los interesados

El Proyecto Normativo ha recibido comentarios, opiniones y sugerencia de 3 interesados (Petroperú, SNMPE y Solgas), la relación de interesados que presentaron comentarios se detalla a continuación.

- Solgas S.A. (en adelante “Solgas”), mediante Carta S/N, recibido el 18 de junio de 2024 a las 12:45 horas, según Registro GRT N° 5684-2024 y Registro SIGED N° 202400143012.
- Petróleos del Perú S.A. (en adelante “Petroperú”), mediante Carta – GCPG-0629-2024, recibida el 03 de julio a las 13:57 horas, según Registro GRT N° 6285-2024 y Registro SIGED N° 202400157195.
- Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía (en adelante “SNMPE”), mediante documento remitido vía correo electrónico, recibido el 03 de julio de 2024 a las 18:49 horas.

Cabe indicar que también se recibió un documento con dos comentarios adicionales de Solgas S.A., los cuales fueron remitidos mediante correo electrónico del 04 de julio de 2024 a las 09:16 horas, es decir fuera del plazo de quince (15) días hábiles dispuesto en el artículo 2 de la Resolución N° 116-2024-OS/CD, el cual venció el 03 de julio de 2024. Por tanto, de acuerdo a lo previsto en los artículos 142, 147 y 151 del Texto Único Ordenado de la Ley del Procedimiento Administrativo General, aprobado por Decreto Supremo N° 004-2019-JUS, no corresponde el análisis de dichos comentarios en el presente informe por ser extemporáneo.

El número de comentarios que corresponde a cada interesado es el resultado de una segmentación realizada por el Regulador a fin de facilitar su análisis en el presente informe. Dicha segmentación se ha efectuado teniendo en cuenta el carácter del comentario (técnico y/o legal) y el tema comentado.

A continuación, se presenta el número de comentarios que se han identificado y el resultado del análisis.

N°	Agente	Cantidad de comentarios	Aceptados	Aceptados en parte	No corresponde / No aceptados	Extemporáneos
1	Petroperú	4	-	-	4	-
2	SNMPE	7	-	2	5	-
3	Solgas S. A.	6	-	-	4	2
<b>Total</b>		<b>17</b>	-	<b>2</b>	<b>13</b>	<b>2</b>

Notas:

Petroperú: Petróleos del Perú S. A.

SNMPE: Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía.

## 5 Modificación de la Norma “Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo”

### 5.1 Sobre los Productos Marcadores

#### 5.1.1 Modificación del producto marcador del Diésel de alto contenido de Azufre

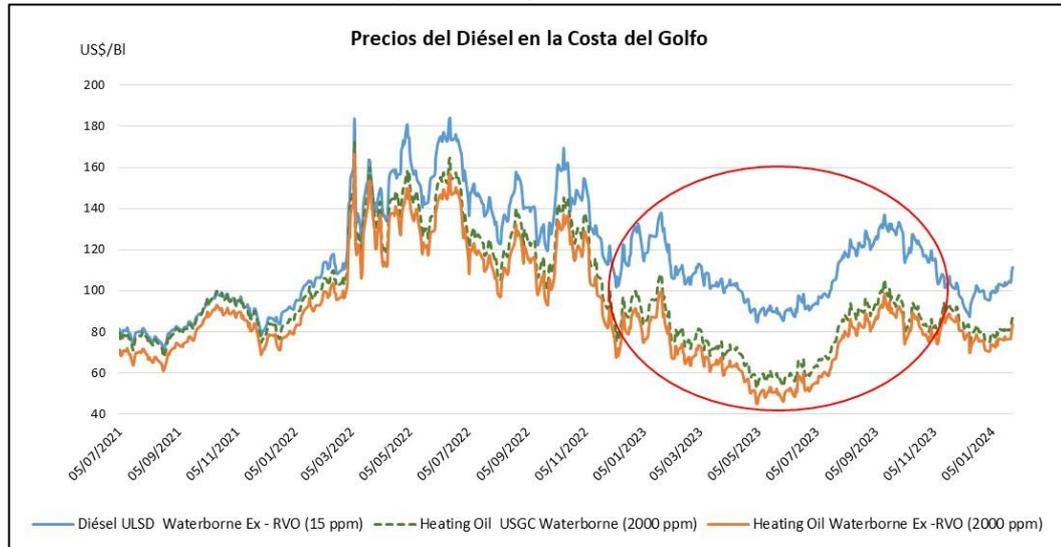
En nuestro país se comercializa Diésel con un máximo de contenido de azufre de 50 ppm, con excepción de los departamentos de Cerro de Pasco, Loreto y Ucayali que demandan Diésel de alto contenido de azufre. De acuerdo con esta realidad, Osinergmin determina Precios de Referencia para el Diésel de bajo y alto contenido de azufre.

El marcador vigente para el cálculo del Precio de Referencia del Diésel de alto contenido de azufre es el “Heating Oil Colonial Pipeline (CPL 77)” de la Costa del Golfo, también denominado Heating Oil 77, que comenzó a cotizarse teniendo como destino al mercado doméstico americano para calefacción y automotor. Por su parte, el marcador vigente para el cálculo del Precio de Referencia del Diésel de bajo contenido de azufre es el Diésel ULSD de la Costa del Golfo.

Si bien la cotización del Heating Oil ha mantenido en los últimos tres años (2021 – 2023) una correlación alta respecto a la cotización del Diésel ULSD de la Costa del Golfo; tal como se visualiza en la Gráfica N° 1, el *spread* entre ambos productos comenzó a ampliarse significativamente desde el año 2022, denotando un debilitamiento del precio del Heating Oil. La causa principal de ello radica en la pérdida de liquidez de este marcador como consecuencia de las exigentes regulaciones ambientales en los Estados Unidos (que han ocasionado que gran parte la demanda de este producto sea desplazada por la de Diésel de bajo contenido de azufre) y el cambio hacia fuentes de energía renovables.

A esto se sumó el déficit en el mercado del Diésel ULSD, agudizado por el conflicto entre Rusia y Ucrania, y el incremento de la demanda de productos refinados para exportación desde la Costa del Golfo.

**Gráfica N° 1**  
**Precios del Diésel ULSD y el Heating Oil de la Costa del Golfo, en US\$/BI**

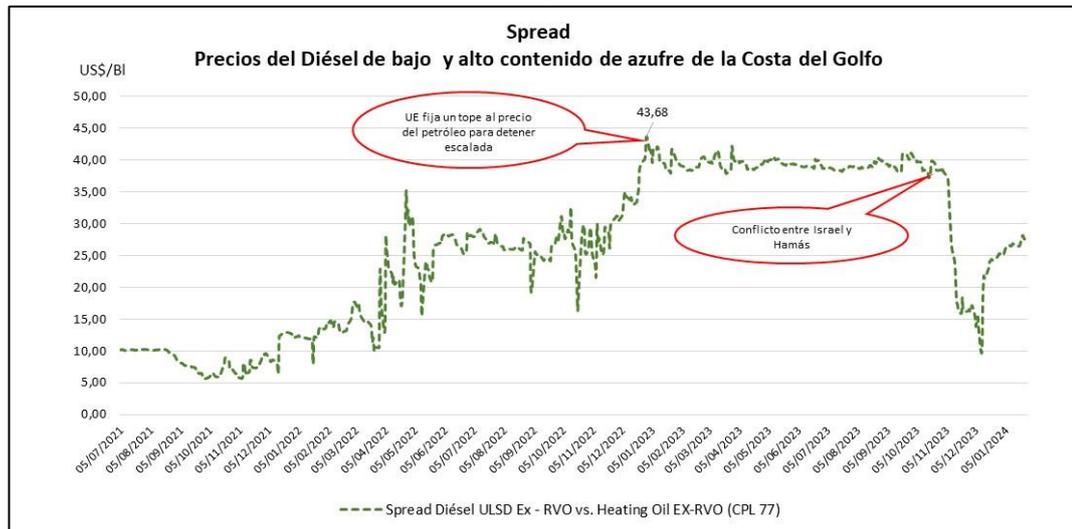


Fuente: Argus

Elaboración propia

En la Gráfica N° 2 se observa que el diferencial entre el Diésel de bajo azufre y el Heating Oil registró un incremento significativo a partir del año 2022, con relación a años anteriores, llegando a ubicarse en niveles superiores al 174% en comparación a sus niveles históricos. Así, en el 2021, el diferencial anual promedio fue de 8,66 US\$/BI, mientras que, en los años 2022 y 2023, ascendió a 23,78 y 36,57 US\$/BI respectivamente.

**Gráfica N° 2**  
**Diferencia de Precios entre el Diésel ULSD y el Heating Oil de la Costa del Golfo, en US\$/BI**



Fuente: Argus

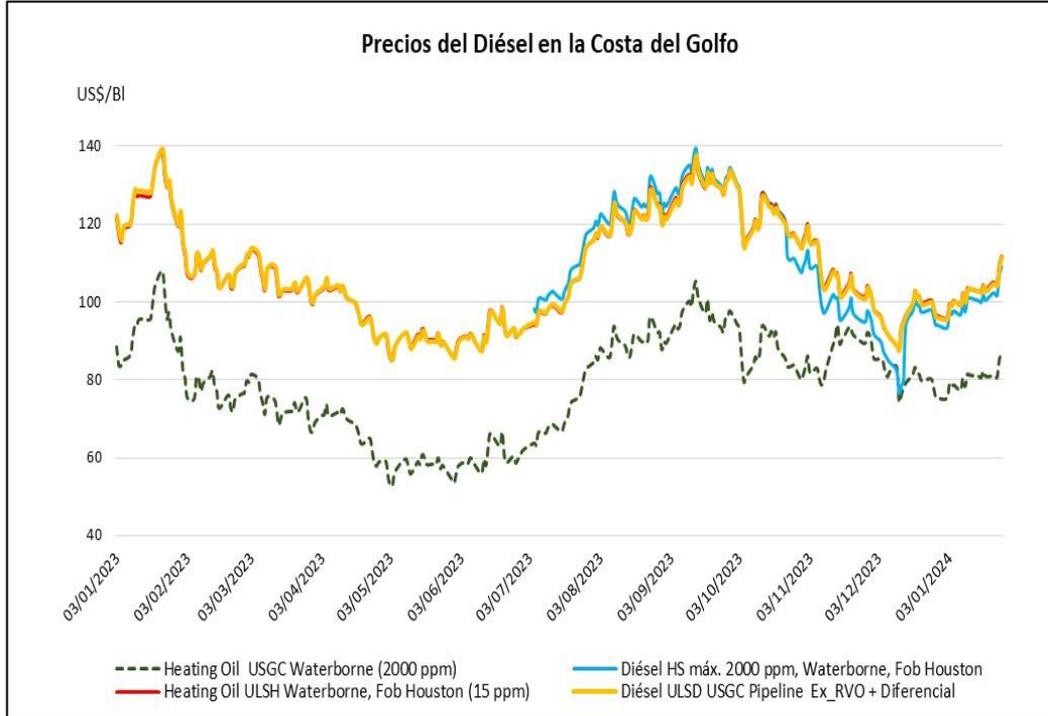
Elaboración propia

Ante la situación descrita, se evaluaron alternativas de precios con el propósito de sustituir al Heating Oil 77 por un marcador más representativo en términos de liquidez y calidad, para determinar el Precio de Referencia del Diésel de alto contenido de azufre. Los escenarios planteados se mencionan a continuación:

1. **Precio del Heating Oil ULSH Colonial (CPL 67):** cotización *pipeline* de la Costa del Golfo, publicada por Argus que corresponde a un producto de bajo contenido de azufre (máximo 15 ppm) para el mercado no automotor. Está correlacionado con el Diésel ULSD (Ex – RVO) y dirigido al mercado de las refinerías, mezcladores – comercializadores y exportación (en menores volúmenes). Para efectos comparativos se le adicionó el costo logístico de su transporte desde la refinería al puerto.
2. **Precio del Diésel HS USGC (máx 2 000 ppm):** cotización *waterborne* de la Costa del Golfo publicada por Argus desde julio 2023. El diésel posee mayor liquidez que el Heating Oil de alto contenido de azufre y está dirigido al mercado de bunkers, generación eléctrica, agricultura, procesos industriales y exportación (mercados de alto azufre). Tiene número de cetano mínimo 40 y un máximo de 2 000 ppm.
3. **Precio del Gasoil N° 2 HS:** cotización *waterborne* de la Costa del Golfo publicada por Platts que corresponde a un Heating Oil con un contenido máximo de azufre de 2 000 ppm. Está dirigido principalmente a la exportación hacia mercados que demandan diésel con alto contenido de azufre.
4. **Precio FOB del Diésel ULSD + ajuste por azufre para 1 500 ppm:** precio compuesto por la cotización del marcador usado actualmente para el cálculo del Precio de Referencia del Diésel de bajo contenido de azufre, el diferencial de exportación y un ajuste de calidad para obtener un máximo de 1 500 ppm, calidad comercializada en los departamentos de Loreto y Ucayali. En los demás departamentos del Perú, el contenido máximo de azufre permitido en el diésel, de acuerdo con la normativa vigente, es de 50 ppm. Este precio no requiere un ajuste por número de cetano al estar indexado al Precio FOB del Diésel ULSD que en su diferencial incluye la especificación de N° de Cetano igual a 45. Para el cálculo del ajuste por azufre se usó el método de interpolación lineal.
5. **Precio del Heating Oil Waterborne USGC sin el descuento del RVO:** cotización publicada por Argus correspondiente al marcador vigente para el diésel de alto contenido de azufre, al cual no se le descontaría el RVO por haber perdido liquidez en el mercado automotor.

En las gráficas N° 3 y N° 4 se muestran las comparaciones entre las distintas alternativas de precios y las cotizaciones de los marcadores vigentes a la fecha.

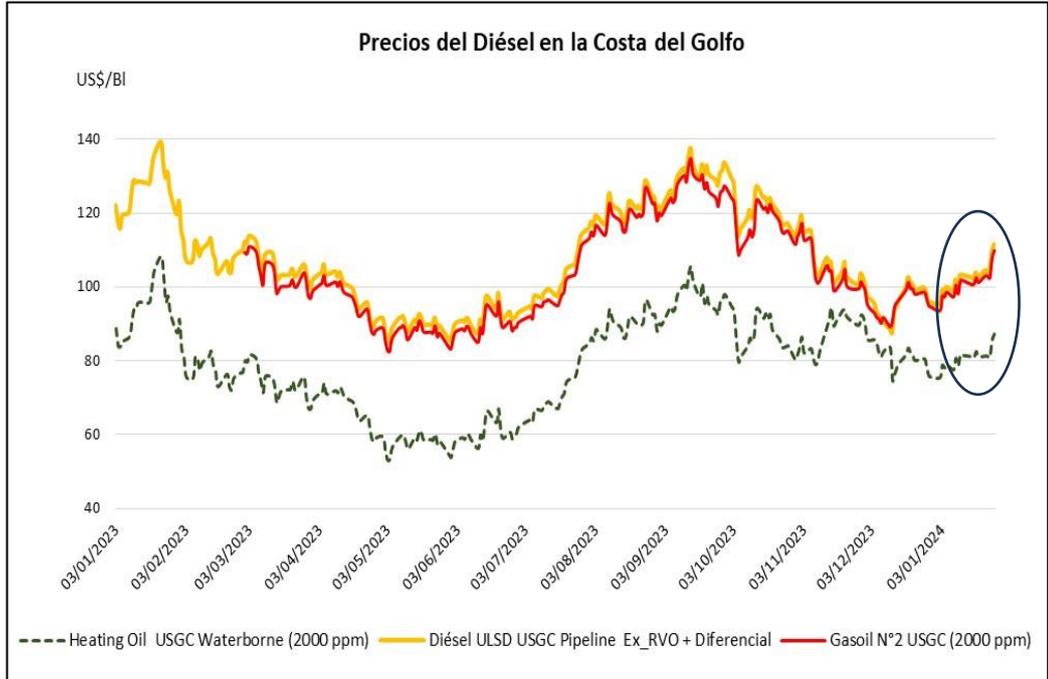
**Gráfica N° 3**  
**Comparación de Precios: Diésel ULSD y Heating Oil de la Costa del Golfo, en US\$/BI**



Fuente: Argus

Elaboración propia

**Gráfica N° 4**  
**Comparación de Precios: Diésel ULSD y Heating Oil de la Costa del Golfo, en US\$/BI**



Fuente: Argus

Elaboración propia

El análisis del comportamiento del Precio del Diésel USLD con relación al Precio del Heating Oil y las alternativas planteadas, permite llegar a los siguientes resultados:

- El Precio del Heating Oil ULSH Colonial (CPL 67), el Precio del Diésel HS USGC (máx 2000 ppm) y el Precio del Gasoil N° 2 HS fueron descartados como alternativas. El primero por tener bajo contenido de azufre y ubicarse en algunos puntos por encima del precio del Diésel ULSD USGC; el segundo y el tercero, porque pese a su alto contenido de azufre, también registraron niveles superiores al Precio del Diésel ULSD en determinados momentos del periodo evaluado, tal como se muestra en las Gráficas N° 3 y N° 4. Adicionalmente, ninguno de estos tipos de diésel está dirigido al mercado automotor.
- El Precio del Heating Oil Waterborne USGC sin el descuento del RVO, si bien es el de menor impacto económico, no resulta apropiado por su pérdida de liquidez y la tendencia del mercado americano a continuar reduciendo el contenido de azufre de los combustibles, en cumplimiento de sus regulaciones ambientales.
- La alternativa que más se ajusta a los requerimientos de liquidez y calidad corresponde al Precio FOB del Diésel ULSD USGC, al cual se le aplicaría un ajuste de calidad por contenido de azufre para obtener un diésel de 1 500 ppm. Con esta alternativa se logra superar la limitación de la metodología actual, ante la falta de disponibilidad de información de parte de las empresas que comercializan aditivos mejoradores de cetano en el mercado internacional.

Por lo expuesto, se propone que para la determinación del Precio FOB del Diésel de alto contenido de azufre, se sustituya el actual marcador colonial pipeline denominado "Heating Oil 77" por el mismo marcador que se viene empleando para determinar el Precio FOB del Diésel de bajo contenido de azufre, es decir el Diesel ULSD en la Costa del Golfo denominado "ULSD 62".

Por lo tanto, dado que se usará el mismo Precio Marcador Colonial Pipeline, también se considerará el mismo costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles que se viene empleando en el caso del Diésel de bajo contenido de azufre, así como el descuento por RVO. Por lo tanto, el Precio del Producto Marcador del Diésel de alto contenido de azufre será el mismo que está definido en el Procedimiento para el Diésel de bajo contenido de azufre.

Por lo anteriormente señalado, es necesario que el cambio de marcador propuesto sea acompañado con la inclusión de un ajuste por calidad por contenido de azufre para obtener un Diésel de 1 500 ppm ya que la calidad del Diésel ULSD de la Costa del Golfo es de 15 ppm.

Por otro lado, también resulta necesario retirar de la lista de productos marcadores del Diésel BX al Heating Oil 77.

### **5.1.2 Precisión sobre los marcadores de las gasolinas premium**

La metodología de cálculo vigente de precios de referencia de las gasolinas considera como productos marcadores a las Gasolinas Regular CBOB y Premium CBOB, que representan a los mercados con mayor liquidez en EE.UU., conjuntamente con las

Gasolinas RBOB, de acuerdo con las estadísticas del EIA, tal como se aprecia en la gráfica del Anexo B.1.

Estas gasolinas CBOB, se mezclan con 10% de Etanol y están destinadas principalmente a satisfacer la demanda interna de EE.UU., habiendo desplazado a las gasolinas convencionales sin contenido de Etanol (UNL87 y UNL93). Por su parte, las gasolinas UNL cubren en su mayoría la demanda de exportación, y se comercializan en menores volúmenes para suplir la demanda interna. El segundo lugar, en términos de liquidez, lo ocupa el mercado de la gasolina convencional UNL87, seguida de la gasolina UNL93. Se estima que la participación de mercado de las gasolinas convencionales por octanaje en EE.UU., sería la siguiente: 87 octanos - 85%, 89 octanos - 5% y 91-93 octanos - 10%.

En junio 2023, se implementó una mejora en el Procedimiento de Cálculo, que consistió en el retiro del etanol de la composición del precio del marcador “Regular CBOB Colonial Pipeline”, el cual se emplea en la determinación del Precio FOB de la Gasolina Regular y la Gasolina de 84 octanos, dicho cambio se realizó para obtener una mayor consistencia entre dicho precio y el ajuste de calidad por octanaje de las gasolinas, ya que este último desde el año 2021 se calcula en base a los marcadores Gasolina Regular CBOB y Gasolina Premium CBOB sin contenido de etanol, haciendo uso de los índices de octano de las Gasolinas Base<sup>2</sup>.

A casi un año de dicho cambio implementado, se analizó el comportamiento del precio de las gasolinas y la relación entre ellas, con énfasis en el *spread* entre las Gasolinas Regular y Gasolina Premium, teniendo en cuenta que sus precios se determinan en base a procedimientos distintos.

En el caso de la Gasolina Regular no se considera el contenido de etanol en el Precio del Marcador, mientras que, en la Gasolina Premium, la mezcla de CBOB 87 y CBOB 93, sí considera en ambos marcadores un contenido de 10% de etanol.

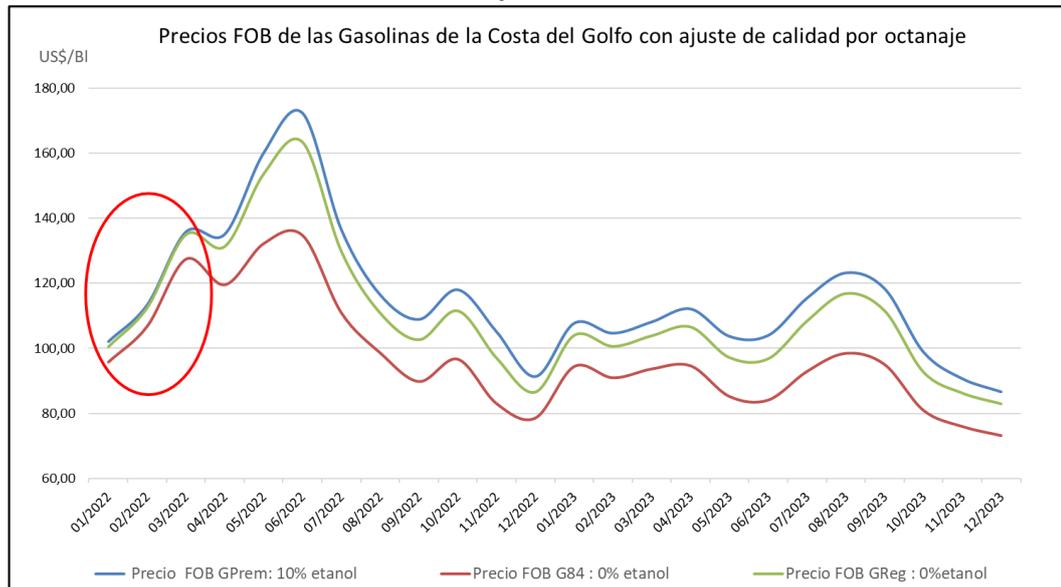
En la Gráfica N° 5, se observa que durante el año 2023 los Precios FOB de las gasolinas de alto y bajo octanaje han seguido la misma tendencia y han mantenido una relación consistente. Sin embargo, en el año 2022, a diferencia del *spread* entre los Precios FOB de las gasolinas de bajo octanaje; el *spread* entre los Precios FOB de las gasolinas premium y gasolinas regular, se redujo significativamente a comienzos del año, dando lugar a tres valores negativos en el mes de marzo, como consecuencia del efecto del precio del etanol.

Asimismo, en la Gráfica N° 6, puede visualizarse con mayor detalle la evolución del *spread* entre las gasolinas de bajo y alto octanaje.

---

<sup>2</sup> Gasolinas Base: Octanajes 89,06 y 95,72 RON. El método de ajuste de calidad para las gasolinas de bajo octanaje ha permitido un cálculo confiable de este componente, eliminando las distorsiones que se generaban en otros escenarios, en perjuicio de la gasolina regular y la gasolina de 84 octanos.

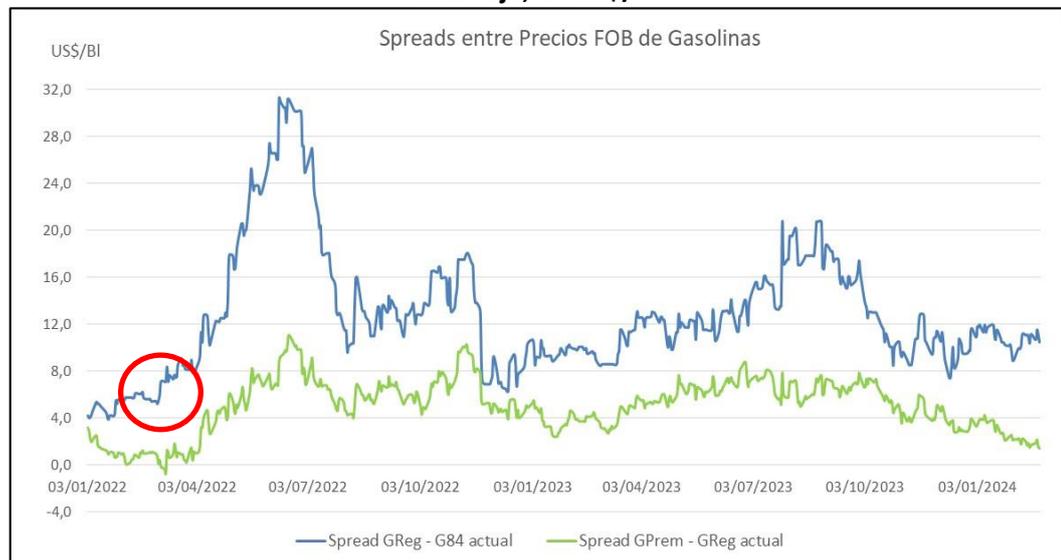
**Gráfica N° 5**  
**Precios FOB mensuales de las Gasolinas de la Costa del Golfo, con ajuste de calidad por octanaje, en US\$/BI**



Fuente: Argus

Elaboración propia

**Gráfica N° 6**  
**Precios FOB mensuales de las Gasolinas de la Costa del Golfo, con ajuste de calidad por octanaje, en US\$/BI**



Fuente: Argus

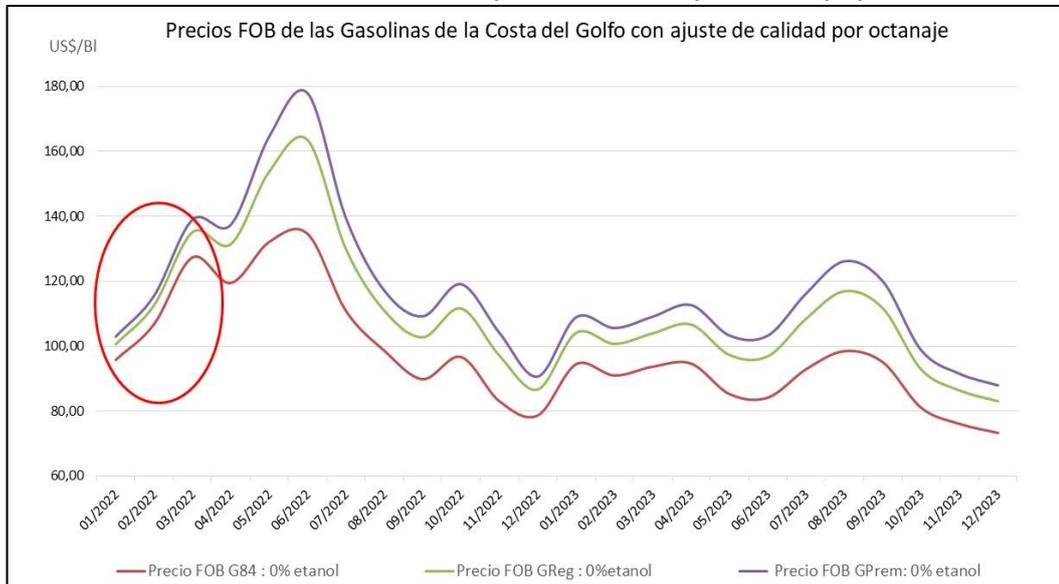
Elaboración propia

Cuando el precio del etanol cae respecto al precio de la gasolina CBOB, el precio de la Gasolina Regular se fortalece, mientras que el precio de la Gasolina Premium que contiene etanol se debilita, lo cual reduce ampliamente el *spread* entre ambas gasolinas, abriendo la posibilidad de que en algún momento puedan presentarse inconsistencias.

La posibilidad de que se presenten distorsiones en la relación de Precios entre la Gasolina Premium y la Gasolina Regular se corrige o minimiza, retirando el etanol de los

marcadores CBOB 87 y CBOB 93 usados para el cálculo del Precio de Referencia de la Gasolina Premium, tal como se muestra en las Gráficas N° 7 y N° 8.

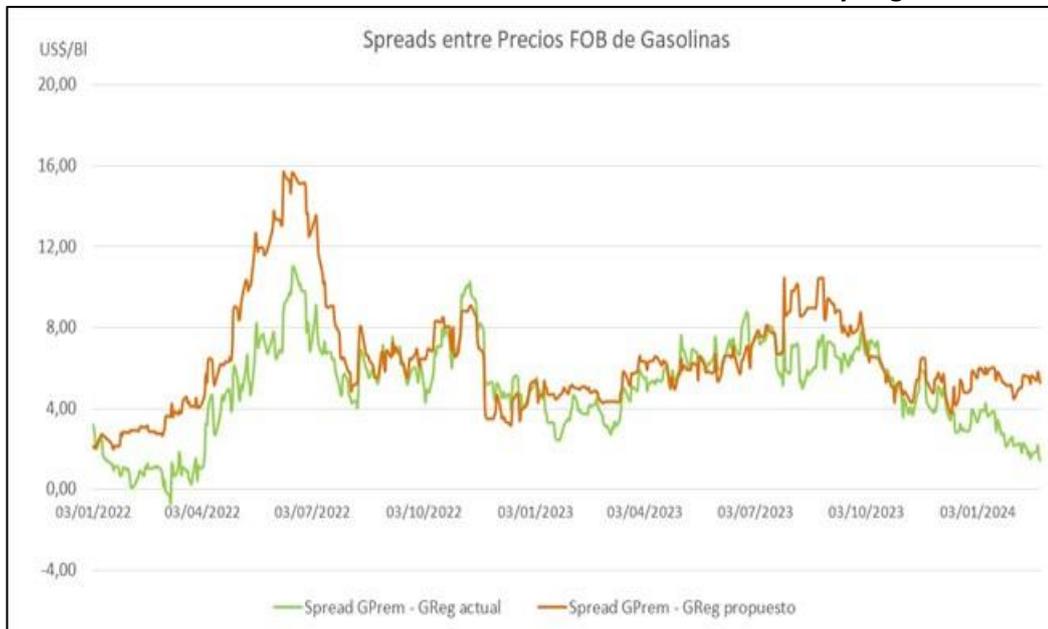
**Gráfica N° 7**  
**Precios FOB de las Gasolinas con ajuste de calidad por octanaje y sin etanol**



Fuente: Argus

Elaboración propia

**Gráfica N° 8**  
**Diferencia entre los Precios FOB de las Gasolinas Premium y Regular**

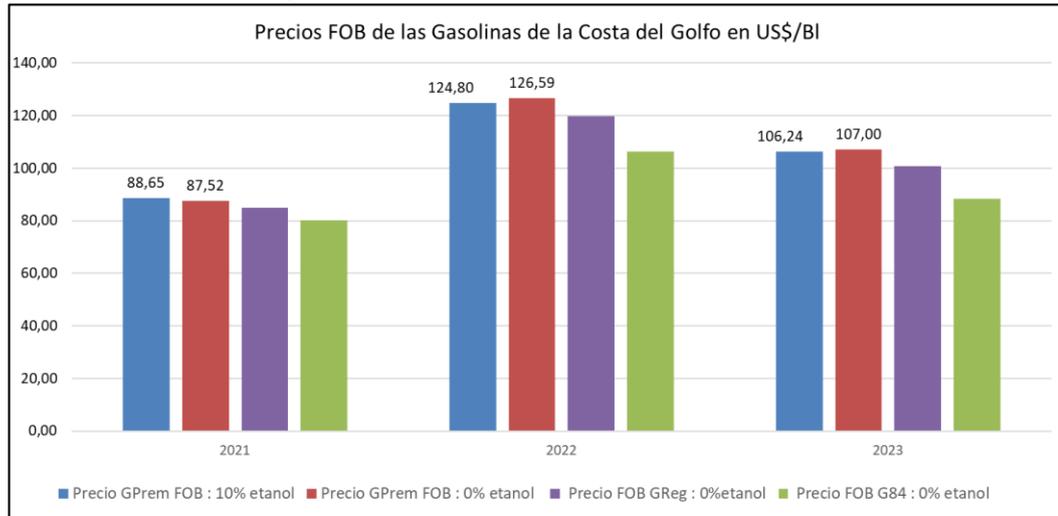


Fuente: Argus

Elaboración propia

Una simulación de la propuesta durante el año 2023 permitió determinar que al retirar el etanol del precio de las Gasolinas CBOB, el Precio FOB de la Gasolina Premium resultante sería mayor en 0,76 US\$/Bl que el Precio FOB calculado según el procedimiento actual (Gráfica N° 9).

**Gráfica N° 9**  
**Precios FOB promedio anual de las Gasolinas de la Costa del Golfo**



Fuente: Argus

Elaboración propia

De lo anteriormente expuesto, es razonable retirar el 10% de etanol del Precio de las Gasolinas Regular CBOB y Premium CBOB para el cálculo del Precio FOB de la Gasolina Premium.

Por lo tanto, producto del análisis expuesto en los numerales 4.1.1 y 4.1.2, se modifica la tabla del numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo, como sigue:

**“Artículo 7. DETERMINACIÓN DE LOS PRECIOS DE REFERENCIA**

(...)

**7.1 Precio del Producto Marcador**

(...)

<b>Productos</b>	<b>Productos Marcadores</b>
<i>Gas Licuado de Petróleo</i>	<i>Propane (70%) y Butane (30%)</i>
<i>Gasolina Premium</i>	<i>Regular CBOB (41%) y Premium CBOB (59%)</i>
<i>Gasolina Regular</i>	<i>Regular CBOB</i>
<i>Gasolina 84 octanos</i>	
<i>Gasohol Premium</i>	<i>Regular CBOB, Premium CBOB y Ethanol</i>
<i>Gasohol Regular</i>	<i>Regular CBOB y Ethanol</i>
<i>Gasohol 84 octanos</i>	

<i>Productos</i>	<i>Productos Marcadores</i>
<i>Diésel 2 Bajo azufre</i>	<b>ULSD 62</b>
<i>Diésel 2 Alto azufre</i>	
<i>Diésel BX</i>	<b>ULSD 62 y B100</b>
<i>Turbo</i>	<i>Jet Fuel Colonial 54</i>
<i>Petróleo Industrial N°6 y N°500</i>	<i>Residual Fuel Oil 3% USGC</i>
<i>Alcohol Carburante</i>	<i>Ethanol</i>
<i>Biodiesel B100</i>	<i>Biodiesel B100 FAME ARA</i>

*Notas:*

*Los marcadores para las Gasolinas, Diésel 2 y Turbo son precios USGC Colonial Pipeline.  
Los marcadores para los Petróleos Industriales y Alcohol Carburante son precios USGC Waterborne.  
Los marcadores Regular CBOB y Premium CBOB corresponden a precios de gasolinas base, sin contenido de Etanol.”*

## 5.2 Precisiones sobre el Ajuste de Calidad del Diésel

De acuerdo con la metodología vigente, solo en el caso del Diésel de alto contenido de azufre, se emplea un ajuste de calidad por número de cetano, debido a que el producto marcador empleado es el “Heating Oil 77”, el cual posee número de cetano de 40.

Para el cálculo del ajuste de calidad por número de cetano del precio del Diésel de alto contenido de azufre, se usa información de empresas que comercializan aditivos mejoradores de cetano en el mercado internacional, entre las cuales podemos mencionar: INNOSPEC, BASF y AFTON CHEMICAL. Se seleccionó el Aditivo CI-0801 de la empresa INNOSPEC.

Para determinar el costo de incrementar el número de cetano del Diésel de alto contenido de azufre (Heating Oil 77) de 40 a 45, se emplea la información técnica y el precio del Aditivo CI-0801 proporcionada por INNOSPEC cuyas características son las siguientes:

- Componente Activo: Nitrato de 2-Etil-Hexanol
- Densidad: 8,06 lb/gal a 60°F
- Dosis para mejorar 5 Números de Cetano: 0,1% (v/v)
- Precio: 2,39 US\$/kg

Con esta información, se calculó el costo del aditivo para mejorar el Número de Cetano, el cual es de 0,3663 US\$/Bl.

Esta alternativa de cálculo presenta la limitación de la falta de disponibilidad periódica de información de parte de las empresas que comercializan aditivos mejoradores de cetano en el mercado internacional, lo cual impide su oportuna actualización.

Sin embargo, la mencionada limitación se supera mediante el cambio de marcador para el diésel de alto contenido de azufre, ya que al emplearse el Diésel ULSD 62 como producto marcador, corresponde emplear como Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustible aplicable al Diésel ULSD, el índice publicado por Argus denominado: “*Diesel ULSD 45 cetane export cargo USGC fob diff to Diesel ULSD Colonial 62 pipe fob wtd avg strip - Houston close*”. Lo anteriormente señalado ya se encuentra contemplado en el numeral 6.3 del Procedimiento de Cálculo vigente.

Este índice publicado por Argus integra diferentes factores relacionados con la comercialización internacional del diésel, entre ellos la calidad del Diésel ULSD con 45 número de cetano. Por lo que ya no corresponde aplicar un ajuste calidad por número de cetano. Sin embargo, se ha previsto mantener en la estructura de precios este ajuste de calidad por número de cetano, en caso en un futuro se cambie el índice que se usa para determinar el Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustible del Diésel ULSD.

Por otro lado, tal como se ha señalado en el acápite 4.1.2 del presente informe, resulta necesario incorporar un ajuste de calidad por contenido de azufre para el diésel. El cual será aplicado al diésel de alto contenido de azufre ya que el contenido de azufre del producto marcador Diésel ULSD 62 es de 15 ppm mientras que el diésel de alto contenido de azufre comercializado en el país es de aproximadamente 1 500 ppm.

Por lo tanto, corresponde modificar el numeral 7.2.2 Ajuste de Calidad del Diésel, de la siguiente manera:

### **7.2.2. Ajuste de Calidad del Diésel**

#### **7.2.2.1 Ajuste por Número de Cetano**

*Cuando corresponda incluir el efecto en el precio por la diferencia de calidad entre el mayor número de cetano que tiene el Diésel 2 que se comercializa en el Perú (45 Número de Cetano), respecto al número de cetano del Diésel que se toma como referencia en el mercado relevante, se adicionará el costo de agregar un aditivo para mejorar el número de cetano.*

*Para determinar el costo de incrementar el número de cetano del Diésel con alto y bajo contenido de azufre, se usará la información técnica y el precio del Aditivo Mejorador del Número de Cetano, de una empresa productora y comercializadora de aditivos, de reconocido prestigio a nivel internacional.*

*El costo de incrementar el número de cetano del Diésel con alto y bajo contenido de azufre, será revisado anualmente.*

#### **7.2.2.2 Ajuste por Contenido de Azufre**

*Cuando corresponda incluir el efecto en el precio por la diferencia de calidad de contenido de azufre entre el contenido de azufre del Diésel 2 que se comercializa en el*

**Perú, respecto al contenido de azufre del marcador que se toma como referencia en el mercado relevante, se realizará un Ajuste de Calidad.**

**Para determinar el Ajuste de Calidad del Diésel con alto contenido de azufre, se empleará la siguiente fórmula:**

$$\text{Ajuste de Calidad Azufre} = \frac{(P1-P2) \times (S3 - S1)}{(S1 - S2)}$$

**Donde:**

**P1 = Precio promedio de las cotizaciones del Diésel “ULSD 62 USGC Pipeline” + Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles – RVO.**

**P2 = Precio promedio de las cotizaciones del “Heating Oil USGC Pipeline” + Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles.**

**S1 = Contenido de azufre del Producto marcador del Diésel “ULSD 62 USGC Pipeline”.**

**S2 = Contenido de azufre del Producto marcador “Heating Oil USGC Pipeline”.**

**S3 = Contenido de azufre del Diésel de alto contenido de azufre requerido en el Perú”**

### **5.3 Mejoras sobre el Costo del Terminalling del GLP**

El Precio FOB del GLP corresponde al valor del producto en el Mercado de la Costa del Golfo y es el resultado de la sumatoria de las cotizaciones de los productos marcadores Propano y Butano en Mont Belvieu (Texas), en las proporciones de mezcla 70% y 30% respectivamente; a la que se le adicionará el costo de *Terminalling*, el cual comprende el almacenamiento, refrigeración y carga del propano y butano a bordo de los buques en el Terminal Marítimo de la Costa del Golfo, para su exportación.

$$\text{Precio FOB GLP} = \text{Precio Marcador (70\% Propane + 30\% Butane)} + \text{Terminalling}$$

Para calcular el Precio FOB en el mercado relevante, se usa las cotizaciones diarias de la publicación técnica de Argus “Argus International LPG”, correspondientes al valor “Mont Belvieu” para el Propano y Butano.

El costo del *Terminalling*<sup>3</sup> se estima, tomando de la publicación Argus International LPG, el diferencial de precio entre el propano refrigerado en la Costa del Golfo y el propano en Mont Belvieu, bajo la siguiente denominación: “fob USGC, diff to Mont Belvieu”, en cent \$/Gal. A este diferencial se le aplica un factor para la conversión del propano de condiciones refrigeradas a temperatura ambiente, de manera que el costo sea representativo del GLP importado al Perú, que es a temperatura ambiente.

**Tabla N° 1**  
**Diferenciales aplicados al propano en la metodología actual (Argus)**

USGC propane	Low	High	Mean
	fob USGC, diff to Mont Belvieu €/USG	+3.000	+4.000
fob USGC €/USG	69.375	70.375	69.8750
fob USGC \$/t	362.3	367.6	365.0

Los factores de conversión del propano, butano y GLP (MIX), así como la fórmula para calcular la tarifa del *Terminalling* a temperatura ambiente, se indican a continuación:

**Tabla N° 2**  
**Factores de ajuste a condiciones normales para el propano y butano**

	A temperatura Ambiente	Refrigerado
<b>Propano</b>	506,70 kg/m <sup>3</sup>	770,85 kg/m <sup>3</sup>
<b>Butano</b>	583,10 kg/m <sup>3</sup>	647,77 kg/m <sup>3</sup>
<b>GLP (70/30)</b>	529,62 kg/m <sup>3</sup>	733,93 kg/m <sup>3</sup>

$$T^{\circ}A = TR * \text{Factor P}$$

Donde:

T°A = *Terminalling* a temperatura ambiente (cent \$/USG)

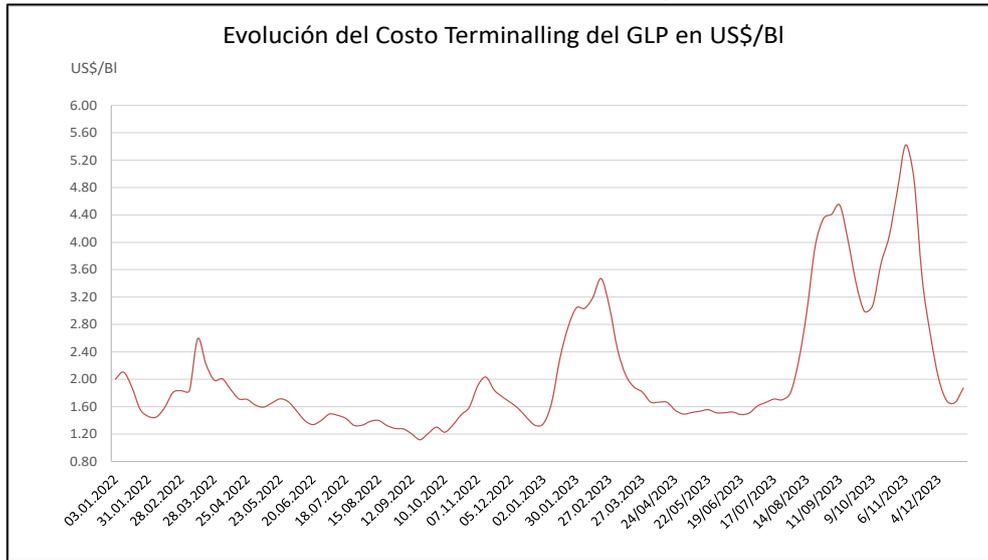
TR = *Terminalling* Refrigerado, tomado de la publicación Argus International LPG bajo la denominación: “Propane Fob USGC, diff to Mont Belvieu (cent \$/USG).

Factor P = Relación entre propano a temperatura ambiente y propano refrigerado.

La Gráfica N° 10 muestra la evolución del costo del *Terminalling* durante el período 2022 – 2023, calculado en base al procedimiento vigente.

<sup>3</sup> El costo de almacenar, refrigerar y cargar el propano a bordo de la nave se conoce como “*Terminalling*” y no está incluido en las cotizaciones que Platts y Argus informan para el propano y el butano en Mont Belvieu.

**Gráfica N° 10**  
**Evolución del Costo del *Terminalling* del GLP**



Fuente: Argus

Elaboración propia

Entre los factores que determinan la conveniencia de mejorar el procedimiento vigente, incorporando el diferencial de exportación del butano al Costo del *Terminalling* del GLP. Estos factores se mencionan a continuación:

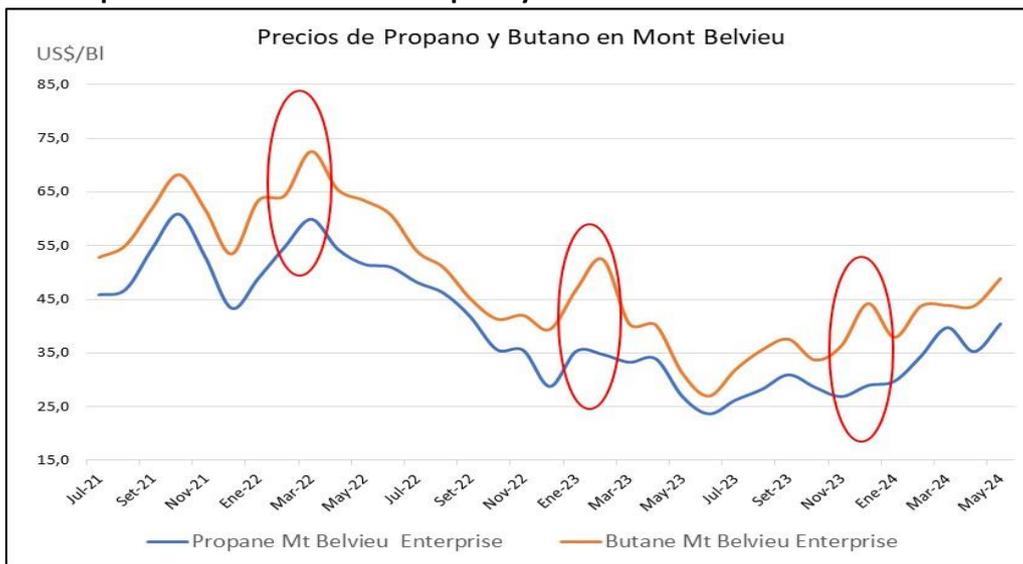
- ✓ EE.UU. cuenta con saldos netos de exportación de butano, siendo la Costa del Golfo la región que más butano exporta (Anexo B.2).
- ✓ Las importaciones de GLP a nuestro país, según las estadísticas de Aduanas del año 2023 continuaron siendo realizadas en la proporción 70% propano y 30% butano.
- ✓ El 65% de las importaciones de GLP a nuestro país, en el año 2023 se realizaron desde USA.
- ✓ Disponibilidad de la fuente de información pública y confiable. Argus, de modo similar al caso del propano, publica en su edición "Argus International LPG", el diferencial de precio entre el butano refrigerado en la Costa del Golfo y el butano en Mont Belvieu (Figura N° 2).
- ✓ Los Precios del propano y butano están altamente correlacionados (95%). El *spread* entre ambos se amplía a fin del año y comienzo del año siguiente por la demanda estacional (Gráfica N° 11).

**Figura N° 2**  
**Publicación de Diferenciales de Exportación: Propano y Butano (Argus)**

LPG USGC		LPG						
<ul style="list-style-type: none"> <li>Fee de Expo de Butano</li> <li>Producto refrigerado</li> <li>Barco VLGC</li> <li>Expo 30/45 días hacia adelante</li> <li>Tiene en cuenta los ciclos 2 y 3</li> </ul>		Description	PA Code	Units	Basis	Price	Diff	Date
		Propane Mt Belvieu Enterprise month 1	PA0000422	USD/t	-	438.4010	-	01 Mar 24
		Propane Mt Belvieu Enterprise month 2	PA0000422	USD/t	-	438.7274	-	01 Mar 24
		Propane USGC export	PA0018268	USD/t	Mt Belvieu propane Enterprise	477.3662	39.7262	01 Mar 24
		Butane Mt Belvieu Enterprise month 1	PA0000373	USD/t	-	465.2862	-	01 Mar 24
		Butane Mt Belvieu Enterprise month 2	PA0000373	USD/t	-	447.7815	-	01 Mar 24
		Butane USGC export	PA0020047	USD/t	Mt Belvieu butane Enterprise	473.9512	24.9150	01 Mar 24
		Gas carrier LPG Atlantic basin demurrage USD/day	PA0034431	USD/day	-	61.191	-	01 Mar 24
		Gas carrier LPG Houston to Pisco and Callao (two port discharge) MGC USD/t	PA0034429	USD/t	-	80.72	-	01 Mar 24

Fuente: Argus

**Gráfica N° 11**  
**Precios promedio mensuales del Propano y Butano en el Mercado Relevante del GLP**



Fuente: Argus

Elaboración propia

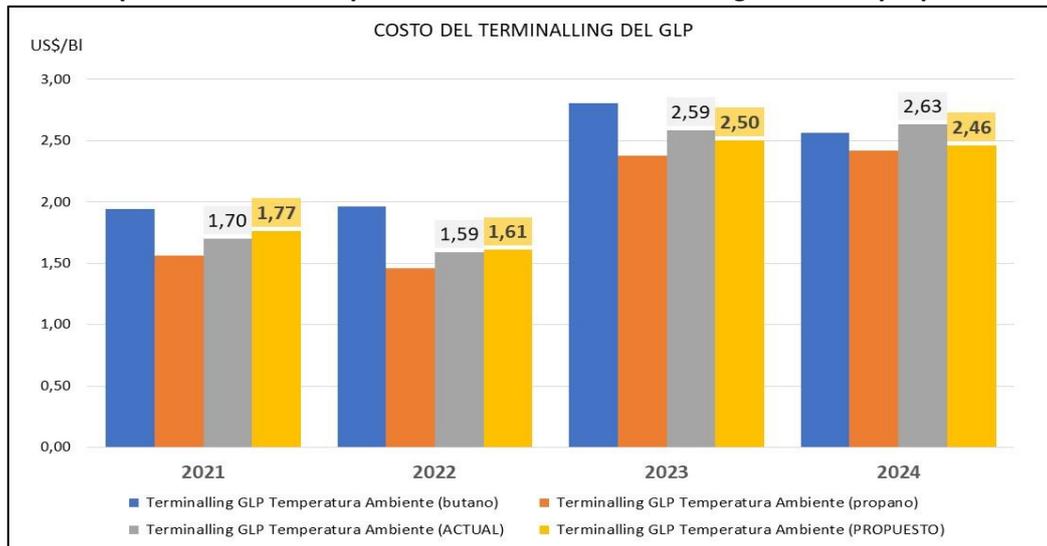
Tal como se puede apreciar, la metodología vigente determina el costo del *Terminalling* del GLP para una mezcla de propano y butano en proporción 70/30 únicamente a partir del diferencial del precio de exportación respecto a Mont Belvieu del propano publicado por Argus.

Sin embargo, de acuerdo con la Gráfica 11, se observa que, en ciertos periodos el *spread* de los precios del propano y butano se amplía, ello se explica por la estacionalidad de la demanda que exhiben estos componentes del GLP a lo largo del año. Por tanto, el *Terminalling* calculado con la metodología vigente no estaría recogiendo adecuadamente el comportamiento de los precios del butano en el mercado relevante, dado que no se está utilizando la proporción del diferencial del precio de exportación respecto a Mont Belvieu para el butano en la estructura de cálculo del *Terminalling*.

Al efectuar una simulación, incorporando el diferencial de exportación del butano al costo del *Terminalling* del GLP, según la proporción 70/30 (Propano/Butano), se obtiene que la diferencia

promedio anual entre el costo del *Terminalling* actual y el propuesto es mínima. Se observa que, en los años 2021 y 2022, el costo del *Terminalling* según el procedimiento propuesto superó en 0,07 y 0,02 US\$/BI al costo del *Terminalling* según el procedimiento actual, mientras que en los años 2023 y 2024 (sólo enero 2024) se ubicó en niveles inferiores (Gráfica N° 12).

**Gráfica N° 12**  
**Comparación del costo promedio anual del *Terminalling* actual vs. propuesto**



Fuente: Argus

Elaboración propia

Por lo expuesto, se debe modificar la fórmula para calcular el costo del *Terminalling*, considerando el diferencial de exportación del butano, tomado de la publicación de Argus “Argus International LPG”.

El nuevo procedimiento deberá convertir el propano y butano de condiciones refrigeradas a temperatura ambiente, haciendo uso de los factores y la ecuación descritos al inicio de este acápite. La fórmula que debe aplicarse para el cálculo del costo del *Terminalling* del GLP sería la siguiente:

$$\text{Costo Terminalling GLP} = 70\% (\text{Propano R} * \text{Factor P}) + 30\% (\text{Butano R} * \text{Factor B})$$

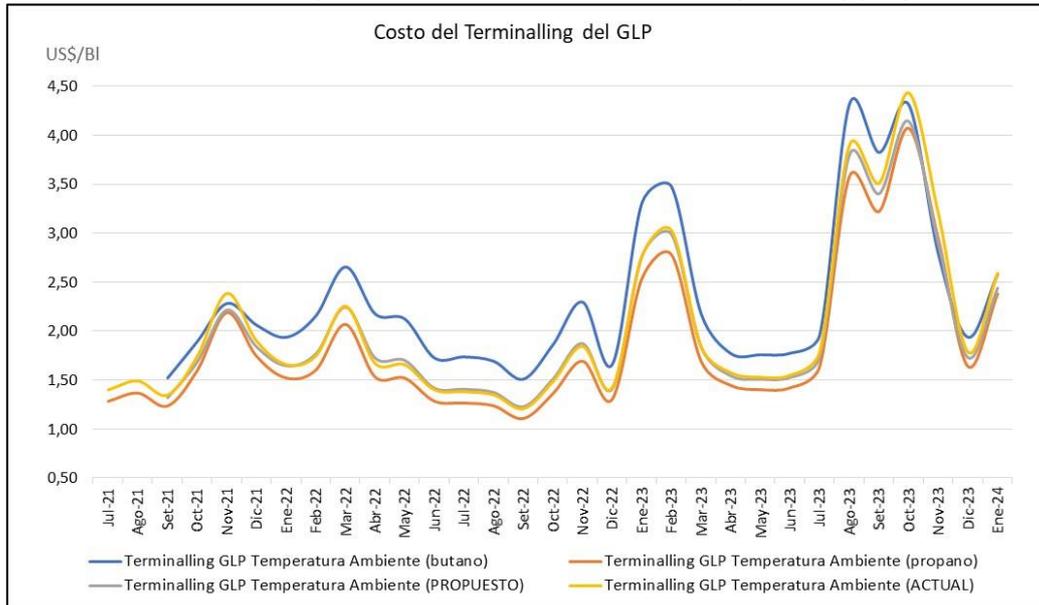
Donde:

R = refrigerado

Factor P = Relación entre propano a temperatura ambiente y propano refrigerado

Factor B = Relación entre butano a temperatura ambiente y butano refrigerado

**Gráfica N° 13**  
**Evolución del costo promedio mensual del Terminalling actual y propuesto**



Fuente: Argus

Elaboración propia

Por lo tanto, producto del análisis anterior, se modifica el numeral 7.3 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo, como sigue:

### **“7.3 Terminalling**

*Se aplica al precio del producto marcador del GLP ya que representa el costo de almacenar, refrigerar y cargar el propano y butano a bordo de la nave.*

*Para determinar el costo del Terminalling a temperatura ambiente, se usa la siguiente ecuación:*

$$T^{\circ}A = 70\% (\text{Propano } R * \text{Factor } P) + 30\% (\text{Butano } R * \text{Factor } B)$$

**Donde:**

$$T^{\circ}A = \text{Terminalling a temperatura ambiente (cent\$/USG)}$$

**Propano R = Terminalling del Propano Refrigerado, tomado de la publicación Argus International LPG bajo la denominación: “Propane USGC export diff to Mont Belvieu propane Enterprise” (cent\\$/USG)**

**Butano R = Terminalling del Butano Refrigerado, tomado de la publicación Argus International LPG bajo la denominación: “Butane USGC export diff to Mt Belvieu butane Enterprise” (cent\\$/USG)**

**Factor P = Relación entre propano a temperatura ambiente y propano refrigerado**

**Factor B = Relación entre butano a temperatura ambiente y butano refrigerado**

(...).”

#### 5.4 Precisiones sobre las demoras en el Cruce del Canal de Panamá

Debido al mayor flujo de embarques de combustibles desde la Costa del Golfo a la Costa Pacífico Sur en los últimos años y a la problemática que atraviesa el Canal de Panamá por factores climáticos, que ha originado mayores incidencias de demoras; y con el objetivo de tener un cálculo más preciso del flete marítimo Houston – Callao, en el año 2023 se incorporó en el procedimiento de cálculo de los precios de referencia, el costo de las demoras en el Canal de Panamá como parte del flete marítimo del GLP, Gasolinas y Destilados.

Al respecto, durante el año 2023, tras continuar con las incidencias por demoras para el tránsito en el Canal de Panamá, la Autoridad del Canal de Panamá estableció franjas horarias para permitir el paso a los barcos previo pago de una tarifa única, dicho derecho a tránsito se adjudica mediante subastas especiales. Por ello, se propone precisar que el costo por demoras en el cruce será reemplazado por el costo de las licitaciones para cruzar el Canal de Panamá únicamente cuando se superen los seis días de espera. Para ello se tomará los valores publicados por Argus.

Por lo tanto, de acuerdo a lo sustentado en los párrafos anteriores, se modifica el numeral 7.5.1. del Procedimiento de Cálculo para precisar el costo por demoras en el cruce del Canal de Panamá, de la siguiente manera:

##### *“7.5.1 Flete del Diésel, Turbo, Gasolinas y Residuales*

(...)

*La fórmula general para el cálculo del flete Houston - Callao se indica a continuación:*

$$\text{Flete} = FC * (FB * (WS/100) * CPN + Ccp * CP/SUAB / CC) + Dcp$$

*Donde:*

*Flete = Flete para la ruta Houston – Callao, en US\$/Bl.*

*FC = Factor de conversión de US\$/TM a US\$/Bl*

*FB = Flete Base desde Houston al Callao, según el “New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale” último vigente (US\$/TM).*

- WS = *Worldscale, índice de Flete Spot según la publicación Argus Freight “Clean Freight Rate – Americas” (productos limpios), para los buques de 38 MTm Caribbean/USAC o “Dirty Freight Rate – Americas” (productos sucios) para los buques de 50 MTm en la ruta Caribbean/USGC.*
- CPN = *Factor de Corrección por Posicionamiento de la Nave*
- Ccp = *Tarifa de Canal de Panamá para viajes que incluyen un tránsito en carga y otro en lastre, según el “New Worldwide Tanker Nominal Freight Scale” (en US\$ por CP/SUAB)*
- Dcp = *Costo por demoras en el Cruce del Canal de Panamá, aplicable a las Gasolinas, Diésel y Turbo. Estimado a partir de los días de demora y el costo de demora por día publicados en el reporte Argus Tanker Freight. **Cuando se superen los 6 días de demora este costo será reemplazado por el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, cuyo indicador es publicado por Argus con la denominación “Panama Canal Panamax locks auction price lumpsum prompt”.***
- CP/SUAB = *Sistema de Medida Universal del Canal de Panamá*
- CC = *Capacidad de carga útil del buque (TM)*
- (...)”

Asimismo, corresponde modificar el numeral 7.5.2 del Procedimiento de Cálculo, a fin de incluir en el flete del GLP, la precisión sobre las demoras por el cruce del Canal de Panamá, de la siguiente manera:

*“7.5.2 Flete del GLP*

*(...)*

*Los gastos varios unitarios (GVU) son la suma de los Gastos en Puerto de Embarque, los Derechos de Canal de Panamá, el costo por demoras por el cruce del Canal de Panamá y los gastos de puerto de destino (gastos de supervisión y agente de aduana), divididos por la Capacidad de Carga.*

*Respecto al costo por demoras por el cruce del Canal de Panamá se determina a partir de los días de demora publicados en el reporte Argus Gas Freight, y el costo diario por demora será determinado tomando como*

*referencia las tarifas de fletamento por tiempo (Time Charter) obtenidas de la publicación semanal Shipping Intelligence Weekly (SIW), editada por Clarkson Research Services Ltd. **Cuando se superen los 6 días de demora el costo a emplearse será el resultado del costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, cuyo indicador es publicado por Argus con la denominación “Panama Canal Panamax locks auction price lumpsum prompt”.***

*(...)”.*

## 6 Conclusiones

De la evaluación anual correspondiente al año 2023, realizada por Osinergmin, respecto al comportamiento a diversos aspectos de los Precios de Referencia de los combustibles derivados del petróleo, así como del análisis de los comentarios recibidos al proyecto de modificación, corresponde modificar el *“Procedimiento para el Cálculo de los Precios de Referencia de los Combustibles derivados del Petróleo”*, aprobado mediante Resolución N° 174-2021-OS/CD, según el siguiente detalle:

- 1) Modificar el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar el uso del marcador del Diésel “ULSD 62” en lugar del “Heating Oil 77”, ambos del mercado relevante USGC, debido a que el “Heating Oil 77” ha dejado de ser representativo por la pérdida de liquidez en el mercado norteamericano.
- 2) Modificar el numeral 7.1 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar que los marcadores Premium CBOB y Regular CBOB utilizados en la formulación de la Gasolina Premium, son precios de una gasolina base sin contenido de Etanol.
- 3) Modificar el numeral 7.2.2 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para incorporar la aplicación del componente “ajuste de calidad por contenido de azufre” de la estructura del Valor FOB del Diésel.
- 4) Modificar el numeral 7.3 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para incorporar el diferencial de exportación del butano en el costo del *Terminalling* del GLP.
- 5) Modificar los numerales 7.5.1 y 7.5.2 del artículo 7 del Procedimiento de Cálculo para precisar el cálculo del costo por las demoras en el Canal de Panamá, incluyendo como parte del criterio metodológico, el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá.

# Anexo 1

## Análisis de Comentarios Recibidos

## Análisis de comentarios de la empresa Solgas S.A.

---

### 1. Comentario N° 1: Sobre cambio en las condiciones por *Demurrage*

Solgas indica el cambio en los costos por sobreestadía ocasionado por las condiciones costeras en el Perú que se han agudizado, en consecuencia, señala que dicha diferencia de condiciones se ha reflejado en el cambio en los contratos, donde hasta septiembre de 2023 la afectación de dichas condiciones costeras eran asumidas por ambas partes y posteriormente a dicho mes el 100% es asumido por el importador, lo cual implica un incremento considerable respecto de las condiciones previas (se asumía solo el 50% del costo).

#### Análisis de Osinergmin

No es materia del presente informe evaluar los comentarios relativos a las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no ha sido materia de prepublicación. Sin perjuicio de lo señalado, debemos indicar que, los Precios de Referencia de Combustibles, son Precios Ex - Planta sin impuestos, que corresponden a una operación eficiente de importación al Perú desde el mercado relevante.

Asimismo, estos precios no coinciden necesariamente con los costos reales de una importación y tampoco reflejan las economías de un agente en particular. El principal objetivo es orientar a los distintos agentes, respecto a los niveles de precios que se obtendrían al importar combustibles en un mercado competitivo. Cabe señalar que el artículo N° 77 de La Ley Orgánica de Hidrocarburos N° 26221, establece que las actividades y los precios relacionados con el petróleo crudo y los productos derivados se rigen por la oferta y la demanda.

Ahora bien, de acuerdo con el procedimiento vigente, el valor de las sobreestadías por restricciones logísticas y cierre de puertos a raíz de problemas climáticos se determinan en base a la información proporcionada por las empresas importadoras y se actualiza anualmente.

En ese sentido, se debe tener presente que el cálculo de sobrestadías está relacionado con la información presentada por las empresas como costo asumido durante el año anterior. Por tanto, los mayores costos que asumen los importadores por el cambio de condiciones en sus contratos desde octubre de 2023 se encuentran incorporados parcialmente en el cálculo realizado a inicios de 2024 ya que se utilizó información reportada hasta octubre de 2023. En ese sentido, se espera que el 100% de dicho incremento se verá reflejado en su totalidad en la actualización que se realizará a inicios de 2025.

Finalmente, las revisiones metodológicas y las actualizaciones periódicas de los precios de referencia de combustibles han permitido incorporar a su estructura los componentes necesarios para reflejar el dinamismo del mercado internacional y la naturaleza competitiva del mercado relevante, considerando al mismo tiempo determinadas condiciones reales que tienen impacto significativo en una operación de importación al Perú. Uno de estos componentes es el costo de las demoras o sobrestadías en las importaciones.

## Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Solgas.

### **2. Comentario N° 2: Sobre el cálculo de sobreestadías aplicable el 2024**

Solgas presenta un cuadro donde resalta el número de días de demoras totales del año 2024, es decir, 48 días de demora para Solgas y 6 días de demora para Pluspetrol, asimismo señala que resulta poco sostenible la diferencia de días de demora totales entre los 2 principales terminales del país y solicita revisar lo reportado en días de demora respecto las condiciones particulares que haya alterado ese comportamiento de demora recurrente.

Por otro lado, Solgas señala que el estudio de evaluación anual de Osinergmin propone una comparación de la sobreestadía en Pisco, pero el procedimiento se basa en una importación eficiente hacia el Callao, e indican que se debe calcular y/o estimar el costo de sobreestadía de traer un buque de 12 Mil o 20 Mil TM al Muelle 7 del Callao, con ello, se evidenciaría que la capacidad de almacenamiento disponible en el terminal de análisis impacta en los costos de sobreestadía.

Solgas consulta si se cuenta con el costo de las sobreestadías de Petroperú en el 2023 y por qué no ha sido considerada en su Informe Técnico N° 182-2024-GRT.

Asimismo, Solgas solicita informar cuál ha sido el criterio utilizado para: a) Formular la ponderación entre las sobreestadías de un puerto y otro; b) Ponderar el impacto de la capacidad de almacenamiento mayor (Pisco) o menor (Muelle 7 Callao), en relación con la capacidad promedio de un terminal en el Callao; c) Promedia los días de sobreestadías en los que puede incurrir en importaciones recurrentes y los gastos asociados en los casos indicados.

Solgas señala que de lo reportado en los Informes Técnicos N° 121-2023-GRT y 182-2024-GRT, se advierte que para efectos del cálculo del costo del *demurrage* (baja de 0,59 US\$/BI a 0,40 US\$/BI), solo ha tomado en consideración un promedio aritmético simple entre los costos reportados por dos (2) agentes que operan en terminales diferentes. Asimismo, Solgas señala que el Procedimiento de Cálculo vigente no establece un procedimiento razonable para ponderar la afectación de las sobreestadías en un terminal como el del Callao, que es totalmente diferente a la afectación que ocurre en Pisco.

Asimismo, Solgas indica que se debe tomar en consideración que el 60% de la demanda nacional se concentra en el Callao, por lo que las sobreestadías en este terminal tienen una afectación mayor que en otros terminales del país, lo cual debe considerarse para efectos de la ponderación en el cálculo de costo final; por lo que el Proyecto Normativo debería considerar una modificación en ese sentido.

Finalmente, Solgas señala que no se pueden comparar las sobreestadías de Pisco con el Callao, ya que se trata de locaciones hidrológicas distintas; en el primer caso se tiene protección de la bahía, mientras que en el segundo no.

## Análisis de Osinergmin

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios ajenos al Proyecto Normativo o su informe de sustento, como es el caso del Informe Técnico N° 182-2024-GRT. Asimismo, tampoco corresponde evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

Sin perjuicio de lo señalado, respecto a los días de demora, Pluspetrol reportó que no ha tenido costo de demoras por sobreestadias entre enero y octubre de 2023 en el terminal de Pisco. Cabe señalar que, este componente no contempla las limitaciones de infraestructura de Terminales en el país, puesto que el Precio de Referencia debe reflejar una operación eficiente de importación, por lo que la información proporcionada contemplará en su análisis este factor.

Respecto a considerar el costo de sobreestadia de traer un buque de 12 Mil o 20 Mil TM al Muelle 7 del Callao, debemos señalar que Osinergmin actualiza las sobreestadias en base a la información que proporcionan los agentes y no en base a una capacidad de un buque en particular. Al respecto, el numeral 7.9.4 del Procedimiento de Cálculo señala que el valor de las sobreestadias por restricciones logísticas y cierre de puertos por problemas climáticos, se determinan en base a la información proporcionada por las empresas importadoras de GLP y Diésel.

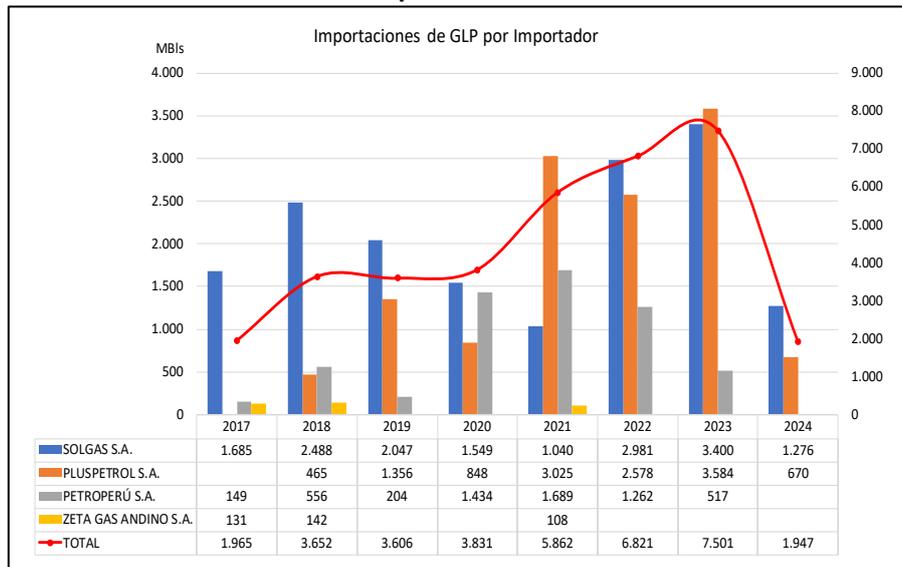
En ese sentido, el costo de sobreestadias de GLP es equivalente al promedio anual de los costos reales de las demoras en las que incurren los principales agentes del mercado en sus importaciones de GLP, expresado en dólares por barril. Actualmente se consideran las importaciones de Solgas y Pluspetrol por las razones que se indican a continuación:

- Pluspetrol es el principal importador de GLP al Perú y además el más eficiente. Durante el periodo enero - diciembre 2023, el 48% de las importaciones fueron realizadas por Pluspetrol (Callao y Pisco), 45% por Solgas, y el 7% por Petroperú, gracias a la ventaja competitiva que tiene Pluspetrol en su Planta de Abastecimiento de GLP en Pisco (Gráfica A.1).
- La dinámica y las condiciones logísticas del mercado interno en productos específicos como el GLP, determinan la conveniencia de considerar aquellos terminales ubicados dentro de la zona de influencia del producto que se comercializa en el Callao, como es el caso del Terminal de Pisco de Pluspetrol<sup>4</sup>.
- En concordancia con la metodología de cálculo de precios de referencia de combustibles, las demoras no deben reflejar las condiciones o la ineficiencia logística de un agente en particular.

---

<sup>4</sup> Pisco es un mercado geográficamente cercano al Callao, logísticamente vinculado a este puerto y Pluspetrol es el principal proveedor de GLP de las Empresas Comercializadoras en nuestro país.

**Gráfica A.1**  
**Importaciones de GLP**



Fuente: Aduanas

Elaboración propia

Respecto a la consulta sobre si se dispone de información de las sobreestadias de Petroperú en el 2023 y su consideración en el desarrollo del Informe Técnico N° 182-2024-GRT. Debemos señalar que, en el año 2023 Petroperú no realizó importaciones de GLP al Callao, lo cual ha sido confirmado mediante la revisión de las estadísticas del Sistema de Información de Aduanas. Las importaciones de GLP realizadas por Petroperú tuvieron como destino a Talara, mercado que no está considerado dentro de la zona de influencia del GLP que se comercializa en el Callao.

Respecto al comentario sobre el uso de un promedio aritmético simple para el cálculo de sobreestadias, debemos señalar que es el mismo criterio utilizado para el cálculo de sobreestadias del año 2023 y, de haberse considerado un precio ponderado por el volumen de importaciones, el cálculo de sobreestadia resultante hubiera sido mucho más bajo que el presentado en el Informe Técnico N° 182-2024-GRT, puesto que el principal importador de GLP reportó que no asumió costo por concepto de sobreestadias en el terminal de Pisco durante el 2023.

Por otro lado, no se ha considerado la capacidad de almacenamiento como criterio para ponderar las sobreestadias, puesto que el Precio de Referencia, busca reflejar una importación en condiciones de eficiencia, y no las condiciones o la ineficiencia logística de algún agente en particular.

Respecto de que no se pueden comparar las sobreestadias de Pisco con el Callao ya que se trata de locaciones hidrológicas distintas, debemos señalar que dichas condiciones vienen siendo reconocidas de forma equitativa al considerar promedios, reiteramos que el Precio de Referencia busca reflejar una importación eficiente, y no las condiciones logísticas de algún agente en particular.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Solgas.

### **3. Comentario N° 3: Respecto a la Recepción, Almacenamiento y Despacho**

Solgas cita el numeral 2.4.5 (página 58 y 59) del Informe Técnico N° 182-2024-GRT señalando que se evidencia que el componente del costo de RAD no se acerca a los costos reales, y que es necesario que desde Osinermin se avance y complete el estudio correspondiente, a la brevedad.

Asimismo, Solgas cita la respuesta del Minem donde señala que para el cálculo del RAD se puede utilizar los valores actuales reportados en el tarifario de los operadores de los Terminales exclusivos de GLP, a nivel nacional e internacional.

Solgas señala que en la evaluación de la Tarifa RAD se puede tomar en cuenta información relevante como lo son el *benchmarking* de terminales a nivel regional, así como informes económicos elaborados por terceros independientes. Solgas asevera que el Proyecto Normativo no ha considerado una propuesta para este apartado en específico, lo cual afectará la metodología a utilizarse para los Precios de Referencia del 2024.

Solgas reitera su posición de este apartado, señalando que se tome en cuenta lo expuesto y se aborde una modificatoria en el Proyecto Normativo respecto a la metodología que permita un cálculo de costos eficientes que se acerquen con más precisión a la realidad económica de este tipo de operaciones. Solgas señala que la inclusión de los apartados relativos a la Tarifa RAD y el *Demurrage* es aún más importante, asimismo considera que actualmente vienen siendo afectados por sobrecostos financieros derivados de la deuda que el FEPC tiene como agente importador de GLP. Solgas indica que solo incluyendo capital -sin considerar tasas por costo del dinero en el tiempo- la referida deuda asciende a más de S/ 100'000 000,00 (cien millones con 00/100 soles).

Finalmente, Solgas solicita una reevaluación del tema tratado ello en línea a lo señalado por el regulador al indicar que evaluará tal información para realizar las mejoras pertinentes en el procedimiento actual.

#### **Análisis de Osinermin**

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios ajenos al Proyecto Normativo o su informe de sustento, como es el caso del Informe Técnico N° 182-2024-GRT. Asimismo, tampoco corresponde evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

Sin perjuicio de ello, debemos señalar que, debido a que los agentes operadores exclusivos de terminales de GLP en el Callao no han proporcionado copia de los contratos vigentes de recepción almacenamiento y despacho de GLP, Osinermin mantiene los costos de recepción almacenamiento y despacho, determinados en el año 2021.

Asimismo, los costos de terminales que operan en la región, en países como Chile, Ecuador, Republica Dominicana y Panamá, los cuales promedian 60,56 US\$/TM; no pueden tomarse como referente de cálculo de la tarifa de RAD en nuestro país, al no ser comparables con la infraestructura de los Terminales Exclusivos de GLP existentes en el Perú.

En efecto, los Terminales de la Región tienen una mayor capacidad de almacenamiento con tanques refrigerados, como es el caso del Terminal Monteverde en Ecuador de 70 000 TM y el Terminal Quinteros en Chile de 82 000 TM. Estos terminales tienen una mejor infraestructura

marítima (Muelles de hasta 1 300 metros) que les permite importar buques de 75 000 Toneladas de Peso Muerto (DWT). Estos Terminales no son comparables con los Terminales Exclusivos de GLP en el Callao, que tienen una pequeña capacidad de almacenamiento en tanques presurizados, no tienen buena infraestructura marítima (amarraderos multiboyas) y presentan restricciones de calado para el ingreso de buques Medium Gas Carrier (ver Tabla N°A.1).

**Tabla N° A.1**  
**Terminales de GLP en la Región**

	REPUBLICA DOMINICANA	ECUADOR	PANAMÁ / NO EXCLUSIVO GLP	CHILE	PERU
TERMINAL GLP	PUERTO LA CANA	MONTEVERDE	PETROPORT / BAHÍA LAS MINAS	QUINTERO	SOLGAS
MUELLE / AMARRADERO	6 BOYAS YTUBERÍA SUBMARINA	MUELLE 1,300m de largo	AMARRADERO CALADO 8 M	MUELLE	AMARRADERO 4 BOYAS
CAPACIDAD RECEPCIÓN	2 BUQUES PANAMAX (50 MDWT)	75 MDWT	20 MDWT	CALADO 12.5 METROS	CALADO 12 - 13 METROS
ALMACENAMIENTO GLP	REFRIGERADO	REFRIGERADO	PRESURIZADO / TEMP. AMBIENTE	REFRIGERADO	PRESURIZADO
CAPACIDAD ALMACENAMIENTO	63,000 TM	70,000 TM	6,000 TM	82,000 TM	12,000 TM

Por otro lado, respecto al informe presentado por Solgas denominado “Actualización del Análisis de rentabilidad del negocio de un terminal portuario multiboyas”, dicho informe considera el Proyecto de Inversión propio de un agente en particular para determinar la tarifa de recepción, almacenamiento y despacho del GLP, el cual no puede marcar un estándar para todos los operadores.

Finalmente, debemos señalar que el análisis legal de este comentario se desarrolla en el Informe Legal N° 580-2024-GRT.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Solgas

#### **4. Comentario N° 4: Respecto a los Marcadores y Precio FOB del GLP**

Solgas cita el numeral 2.1.5 página 37 del Informe Técnico N° 182-2024-GRT resaltando los componentes del GLP siendo estos el Propano y Butano en Mont Belvieu (Texas) y que las proporciones de mezcla son 70% y 30% respectivamente, luego de ello pone a consideración lo siguiente: i) La composición operativa de las naves que arriban al país en la importación de GLP (incluyendo las de 12 mil TM) está distribuida por tercios, siendo que transportan Propano con el 67% y Butano con el 33%, estas son las condiciones en las que se hacen los transportes y se despacha como Propano y Butano en forma disgregada, aunque se almacenan como mezcla en las esferas de nuestra planta en Ventanilla. ii) La distribución de los almacenamientos de las naves, por tercios, es un dato operativo de las mismas y es finalmente el mix disponible a descargar en los terminales del país.

Solgas para fines de sustento adjunta la relación de despachos de GLP importado del 2023, disgregado por importaciones de Propano y Butano.

### **Análisis Osinermin**

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios ajenos al Proyecto Normativo o su informe de sustento, como es el caso del Informe Técnico N° 182-2024-GRT. Asimismo, tampoco corresponde evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de republicación.

No obstante, debemos señalar que los agentes productores e importadores de GLP propusieron para el cálculo del Precio de Referencia del GLP, usar como precio marcador el promedio de las cotizaciones de 10 días hábiles de la mezcla de 70% Propano + 30% Butano (Mont Belvieu – USA), sustentado en el Informe que realizó la consultora MACROCONSULT para la Sociedad Nacional de Minería, Petróleo y Energía, de fecha 09 de abril del 2021.

En dicha ocasión, en base a la información de Aduanas y a la información brindada por los agentes productores e importadores, se confirmó las mencionadas proporciones de mezcla, las mismas que fueron establecidas en el procedimiento de cálculo de precios de referencia de combustibles.

Cabe señalar que, al cierre del año 2023, de acuerdo con lo reportado por el Sistema de Información de Aduanas, la proporción de mezcla de Propano y Butano del GLP que se comercializó en el mercado interno fue de 73% Propano + 27% Butano. Asimismo, las importaciones de GLP a Callao y Pisco registraron una proporción de mezcla equivalente a 71% Propano + 29% Butano.

Por lo expuesto, lo señalado por Solgas es una situación particular de sus importaciones y no están respaldadas por las estadísticas del mercado mencionadas anteriormente. Asimismo, de acuerdo con lo informado por Argus, los puertos de embarque estadounidenses ofrecen la posibilidad de cargar a las naves la mezcla de propano y butano que el importador solicite.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Solgas.

## **Análisis de comentarios de la empresa Petróleos del Perú S.A. (Petroperú)**

---

### **1. Comentario N° 1: Respecto del Producto marcador del Diésel 2 de alto contenido de azufre y del Diésel BX**

Petroperú indica lo siguiente: Osinergmin precisa el marcador "ULSD 62" que sirve de base para el cálculo del Precio de Paridad de Importación del Diesel de 50 ppm de azufre. El PPI del Diesel de alto azufre lo calculará utilizando el marcador ULSD 62 más el ajuste de calidad de azufre donde empleará la relación de precios y calidades entre el ULSD 62 y el Heating Oil 77.

#### **Análisis de Osinergmin**

Al respecto, debemos aclarar que el marcador ULSD 62 se usa actualmente para el cálculo del "Precio de Referencia de Importación" del Diésel de Bajo contenido de azufre, es decir del Diésel 2 con contenido de azufre menor o igual a 50 ppm. La propuesta de norma consiste en que, para determinar el Precio de Referencia de Importación del Diésel 2 de alto contenido de azufre, es decir del diésel 2 con más de 50 ppm, también se utilizará el precio del marcador ULSD 62.

Debido a que este marcador ULSD 62, es un producto cuya calidad es de 15 ppm y el diésel de alto contenido de azufre que se comercializa en el país tiene una calidad de 1500 ppm. Se ha previsto considerar un ajuste de calidad por contenido de azufre, como señala Petroperú en base a la relación de precios y calidades entre el ULSD 62 y el Heating Oil 77.

#### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Petroperú.

### **2. Comentario N° 2: Respecto del Producto marcador del Diésel 2 de alto contenido de azufre y del Diésel BX**

Petroperú señala que existe un error metodológico significativo en la fórmula propuesta para el ajuste de calidad por contenido de azufre para la determinación del "Precio de Referencia de Importación" para el Diésel de alto contenido de azufre, que se muestra a continuación:

$$\text{Ajuste de Calidad de Azufre} = \frac{(P1 - P2) \times (S3 - S1)}{S1 - S2}$$

Donde:

P1: Precio promedio del "Diésel ULSD 62 USGC Pipeline" + Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles – RVO.

P2: Precio promedio del "Heating Oil USGC Pipeline" + Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles.

S1: Contenido de azufre del marcador "ULSD 62 USGC Pipeline".

S2: Contenido de azufre del marcador "Heating Oil USGC Pipeline".

S3: Contenido de azufre del Diesel de alto contenido de azufre requerido en Perú.

Específicamente, Petroperú argumenta que el cálculo del precio promedio “P1” no debería incluir el concepto del RVO (Renewable Volume Obligation), ya que esto podría resultar en un precio ajustado que contradiga la intención de reflejar adecuadamente las diferencias de calidad, en virtud que la diferencia (ULSD-RVO) podría ser menor que el valor promedio del Heating Oil. Por lo tanto, recomiendan que el precio promedio “P1” se base únicamente en el marcador puro ULSD 62, excluyendo el RVO, para evitar estos posibles efectos contrarios. Dentro de su análisis también atribuye a los componentes: S1: Contenido de azufre del marcador "ULSD 62 USGC Pipeline", el valor de 15 ppm; S2: Contenido de azufre del marcador "Heating Oil USGC Pipeline", el valor de 2 000 ppm y al componente S3: Contenido de azufre del Diesel de alto contenido de azufre requerido en Perú, el valor de 50 ppm.

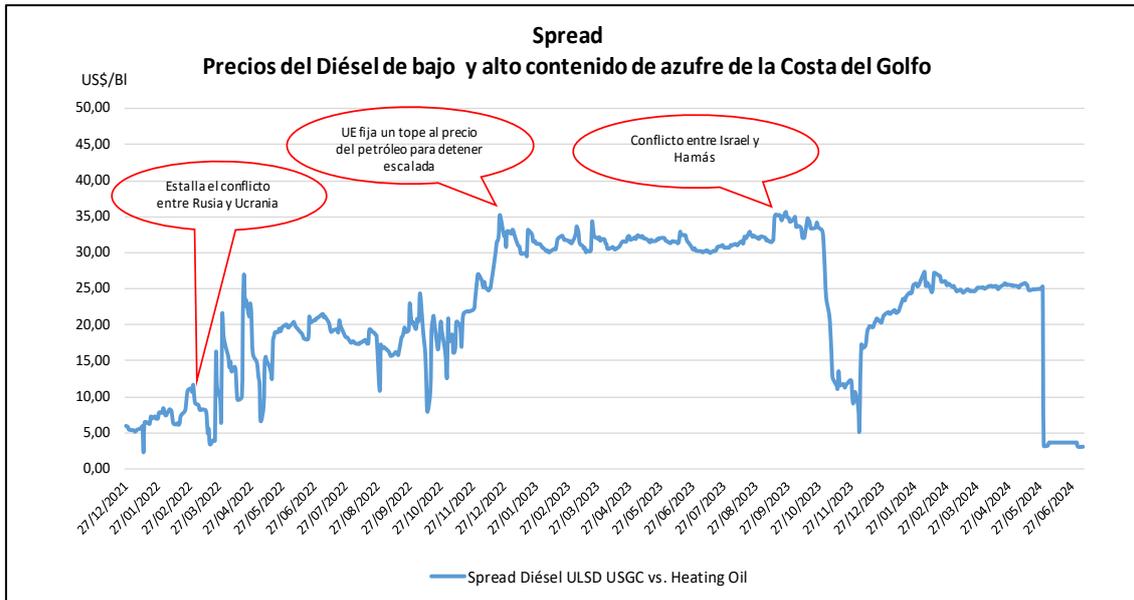
Por otro lado, respecto al ajuste de calidad por número de cetano no realiza ninguna observación.

### **Análisis de Osinergmin**

Cabe precisar que la propuesta de modificación para la determinación del Precio FOB del Diésel de alto contenido de azufre, consiste en sustituir el actual marcador “Heating Oil” por el “Diésel ULSD de la Costa del Golfo” y se sustenta en el nuevo contexto del mercado del Diésel en Estados Unidos, que se caracteriza por el cumplimiento de exigentes regulaciones ambientales que han dado lugar a que gran parte de la demanda del diésel de alto contenido de azufre sea desplazada por la de Diésel de bajo contenido de azufre (pérdida de liquidez del diésel de alto contenido de azufre). A esto se suma el impulso de cambio hacia fuentes de energía renovables, el déficit en el mercado del Diésel ULSD agudizado por el conflicto entre Rusia y Ucrania, y el incremento de la demanda de productos refinados para exportación desde la Costa del Golfo.

La situación descrita produjo el debilitamiento del precio del Heating Oil respecto al precio del ULSD Diésel de la Costa del Golfo, lo cual se reflejó en la ampliación del spread entre ambos productos, tal como se observa en la Gráfica N° A.2.

**Gráfica N° A.2**  
**Diferencia de Precios entre el Diésel de Bajo y Alto contenido de azufre en US\$/BI**



Fuente: ARGUS

Elaboración propia

Por consiguiente, el diferencial entre el Diésel de bajo azufre y el Heating Oil registró un incremento significativo a partir del año 2022, con relación a años anteriores, llegando a ubicarse en niveles superiores al 174% en comparación a sus niveles históricos. Así, en el 2021, el diferencial anual promedio fue de 8,66 US\$/BI, mientras que, en los años 2022 y 2023, ascendió a 23,78 y 36,57 US\$/BI respectivamente, por lo que esta realidad sustenta el cambio propuesto del proyecto normativo en cuestión.

Respecto de la exclusión del RVO en el precio marcador del ULSD, este concepto representa el costo, en centavos/galón, a asumir por la parte obligada a cumplir con el programa Estándar de Combustible Renovable (RFS) de EE.UU. Sin embargo, por parte obligada a cumplir el mencionado programa se entiende una refinería o un importador de gasolina o diésel en Estados Unidos que destine ese producto combustible para su mercado doméstico. Por tanto, los agentes importadores que se provean del combustible para su uso en mercados fuera de los EE.UU. (exportaciones) no son afectados a este concepto. Por consiguiente, es sustancial retirar el valor del RVO al marcador puro del ULSD, aún para el ajuste de calidad en cuestión.

Respecto de la posibilidad que el diferencial (ULSD-RVO) sea menor que el valor promedio del Heating Oil, considerando la evolución de los precios de diésel de alto y bajo contenido de azufre durante el periodo de enero 2022 a junio 2024, anteriormente mostrados y la tendencia del mercado de dicho producto en torno a las características descritas (*spread*), es de baja incidencia.

Respecto de la consideración de los valores de los componentes  $S_1$ ,  $S_2$  y  $S_3$  de la fórmula de ajuste por calidad de azufre, cabe precisar que en virtud que este se aplica únicamente al Diesel de alto contenido de azufre y conforme lo detallado en el análisis del comentario anterior, el valor de  $S_1$  y  $S_2$  mencionados por Petroperú son correctos, mientras que respecto al valor de  $S_3$  no corresponde a 50 ppm como indica Petroperú, sino a un producto con contenido de azufre de 1500 ppm, que es el máximo contenido de azufre del Diésel requerido en Loreto y Ucayali. .

## **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Petroperú.

### **3. Comentario N° 3: Respetto del Cálculo de flete Houston – Callao y uso de las referencias *Lumpsum* y *WorldScale***

Petroperú cuestiona la continuidad del uso de la fórmula de cálculo basada en la tarifa asociada al *WorldScale*, a la que se añade la tarifa del costo por el cruce del Canal de Panamá y un costo adicional por demoras en el cruce. Sobre este último apartado, el proyecto normativo incluye un ajuste sobre las demoras en el cruce para incluir el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal luego de 06 días de demora, aunque Petroperú no se manifiesta sobre este considerando específico.

En particular, Petroperú sugiere el reemplazo total de la fórmula de cálculo vigente del flete (incluida la actual propuesta normativa) por la adopción de la metodología del flete *Lumpsum*, la cual integraría en un solo valor todos los costos asociados a la operación de importación desde Houston al Callao antes citados.

#### **Análisis de Osinerghmin**

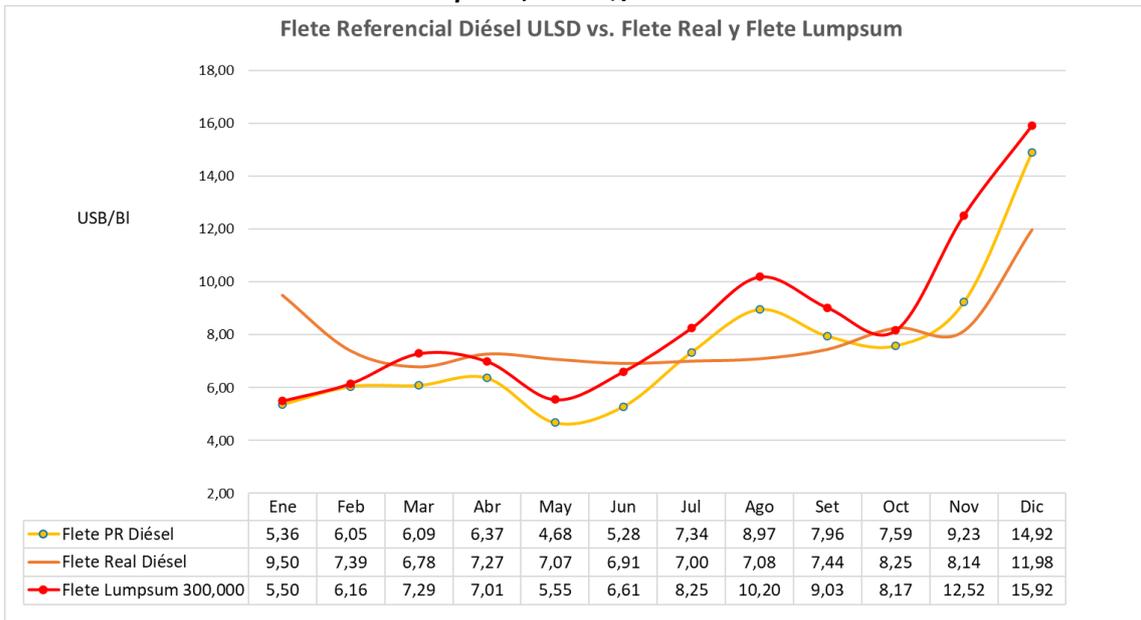
Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que la metodología actual simula el flete marítimo de las Gasolinas, Destilados Medios y Petróleos Industriales, calculado en función de un Flete Base (FB) para la Ruta Houston-Callao, el Índice de Flete Spot "*WorldScale*" (WS), un Factor de Corrección por Posicionamiento de la Nave y el costo por el cruce del Canal de Panamá.

Los Índices de Flete Spot (*WorldScale*) corresponden a los publicados por Argus en sus reportes Freight, tanto "*Clean Freight Rate - Americas*" (productos limpios), para los buques de 38 MTm en la ruta Caribbean/USAC y "*Dirty Freight Rate - Americas*" (productos sucios) para los buques de 50 MTm en la ruta Caribbean/USGC.

En adición, las empresas editoriales Argus y S&P Global, publican un flete para combustibles limpios desde la Costa del Golfo de EE.UU. al Perú para naves de 38 mil TM. Estos fletes son informados en base a "suma alzada" (*Lumpsum*) y corresponden a la información de transacciones del mercado que obtiene las empresas editoriales de los "*traders*" y "*brokers*" para las importaciones efectuadas al Perú y a otros países de la Costa Oeste de Sudamérica, desde la Costa del Golfo de EE.UU.

**Gráfica A.3**  
**Fletes ULSD: Comparación entre el Flete Referencial, Flete Real de Importación y Flete Lumpsum, en US\$/BI – 2023**



Fuente: ARGUS

Elaboración propia

De la Gráfica A.3 se realiza un análisis por trimestres y se observa que, durante el primer trimestre del 2023, las referencias *WorldScale* y *Lumpsum* mostraron tendencias opuestas respecto al flete realmente pagado. Durante el segundo trimestre la tendencia es favorable a la referencia *Lumpsum*, pero que se revierte en lo acontecido tanto en el tercer como cuarto trimestre, donde la simulación del flete referencial (metodología *WorldScale*) se acerca más a los fletes realmente pagados. Precisamente, es en el cuarto trimestre donde las simulaciones de fletes referencial coinciden mejor con los fletes reales tanto en nivel como en tendencia.

Por consiguiente, dado que las simulaciones con flete *Lumpsum* aún no son favorables de manera contundente a lo acontecido con los fletes reales, se continuará utilizando la metodología actual sin perjuicio de un seguimiento exhaustivo a ambas referencias de cálculo durante el presente año.

Por otro lado, no se tiene certeza que el Flete *Lumpsum* incluye los costos por demoras en el Canal de Panamá, tal como señala Petroperú. Asimismo, en la próxima evaluación se solicitará a los agentes que muestren evidencia que sus contratos utilizan el Flete *Lumpsum* como una práctica contractual.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Petroperú.

#### **4. Comentario N° 4: Respetto del Flete de GLP y Costo de Terminalling**

Petroperú precisa que actualmente no importa Propano y Butano, lo que le dificulta evaluar los ajustes del Proyecto Normativo en este apartado, aunque entiende que este versa sobre tres aspectos: 1) La inclusión y diferenciación de los costos de *Terminalling* para Propano y Butano en el cálculo del PPI del GLP Mix y 2) el factor de ajuste por temperatura, de refrigerado a temperatura ambiente, respectivo a la inclusión antes citada y 3) Precisa que el Osinergmin incluye el costo de pre-booking para el cálculo de demoras en el cruce del Canal de Panamá.

##### **Análisis de Osinergmin**

Respecto de la inclusión y diferenciación de los costos de *Terminalling* para Propano y Butano en el Precio de Referencia del GLP, esta se basa en la disposición de información de cotizaciones diarias de este concepto para ambos componentes, los mismos que se transan en sus respectivos mercados, que se caracterizan por su liquidez y transparencia, además poseen sus propias estacionalidades, las cuales se pueden monitorear mejor con la propuesta del proyecto normativo.

Respecto al factor de ajuste por temperatura, de refrigerado a temperatura ambiente, se requiere que, en consonancia con el cambio anteriormente propuesto, se adecuó este ajuste a la inclusión del *Terminalling* de la mezcla de butano en el cálculo. Este factor simula el costo incurrido en cargar ambos productos, desde un almacenamiento refrigerado hacia un buque presurizado/semipresurizado medium range típicos hacia el Perú.

Finalmente, debemos aclarar que el costo del pre-booking, según información de Argus, está incluido en la Tarifa del Canal de Panamá, mientras que no sucede lo mismo con las demoras y las subastas, por ello la propuesta normativa mejora el cálculo de demoras por el cruce del Canal de Panamá que se aplica desde el 2023, implementando el costo de las subastas de espacios para priorizar el tránsito de buques en el Canal de Panamá cuando se superen los 6 días de demoras

##### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de Petroperú.

## Análisis de comentarios de la Sociedad Nacional de Minería Petróleo y Energía (SNMPE)

---

### 1. Comentario N° 1: Sobre el numeral 6.6.2 Precio de Referencia del Diésel BX

La SNMPE comenta que, si bien el Procedimiento estipula que el precio de referencia del Diésel BX se calcula considerando la mezcla del Diésel N° 2 y el Biodiésel B100 comercializados en el Perú, según el Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles aprobado mediante el Decreto Supremo vigente, sin embargo, en la práctica para lograr asegurar la calidad final del Diesel B5 los agentes del mercado necesitan incluir al blending un porcentaje superior al 5%.

Al respecto, proponen que se releve de los agentes del mercado los porcentajes reales de mezcla de biodiesel que requieren incluir en el blending para el Diesel BX e incorporararlos dentro del Procedimiento.

#### Análisis de Osinergmin

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

El artículo 9 del Decreto Supremo N°021-2007-EM establece lo siguiente:

*“El porcentaje de Biodiesel B100 en la mezcla de Biodiesel B100 - Diesel N°2 que se comercialice en el país, será desde 2% (dos por ciento) hasta 20% (veinte por ciento)”. No está permitida la comercialización de mezclas en proporciones diferentes a las establecidas en la tabla siguiente:*

<b>% Vol. Biodiesel</b>	<b>% Vol. Diesel N° 2</b>	<b>Denominación</b>
2	98	Diesel B2
5	95	Diesel B5
20	80	Diesel B20

“

Por lo anterior, un porcentaje de mezcla superior al 5% implicaría el incumplimiento de la normativa establecida, por lo que se desestima la propuesta de la SNMPE.

Por lo tanto, el Procedimiento continuará considerando en el cálculo del precio de referencia para el Diesel BX, los porcentajes de la mezcla de Diésel N°2 y Biodiésel B100 comercializados en el Perú, según lo establecido en el Reglamento para la Comercialización de Biocombustibles aprobado mediante el Decreto Supremo N°021-2007-EM vigente.

#### Conclusión

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la SNMPE.

## 2. Comentario N° 2: Sobre el Artículo 7. Determinación de los Precios de Referencia

La SNMPE comenta que la referencia europea de marcador Biodiesel B100 FAME ARA, no es el mercado relevante para las importaciones de biodiésel. Asimismo, señala que en el 2023 más del 90% del B100 importado provino de EEUU ya mezclado como DB5, y en menor proporción B100 puro desde Indonesia (Palma) y Países Bajos (Soya).

La SNMPE indica que el marcador más líquido para el B100 en el USGC es el Argus B100 FOB Houston rail/barge Diff vs Nymex HO + RVO, a ello debería agregarse los costos logísticos de cargar el biodiesel a los buques, la prima de compra del Biodiesel y el flete según el tamaño realista o frecuente que se registra en el mercado, siendo el lote frecuente de 50 a 100 mil barriles o una parcela de un barco.

Asimismo, consideran que se reconozca un margen mayorista que les permita cubrir los costos de financiación al cliente, costos de inversiones, costos de riesgos de apreciación, etc. Señalan que este valor puede ser un porcentaje sobre el Import Parity, que es un valor bastante eficiente y no refleja el tamaño de todos los actores presentes en el mercado. Al respecto, proponen que Osinergmin conduzca estudios especializados con el objeto de determinar este valor.

Finalmente, solicitan que Osinergmin especifique los códigos de los marcadores de las referencias del Ethanol y de los demás productos.

### Análisis de Osinergmin

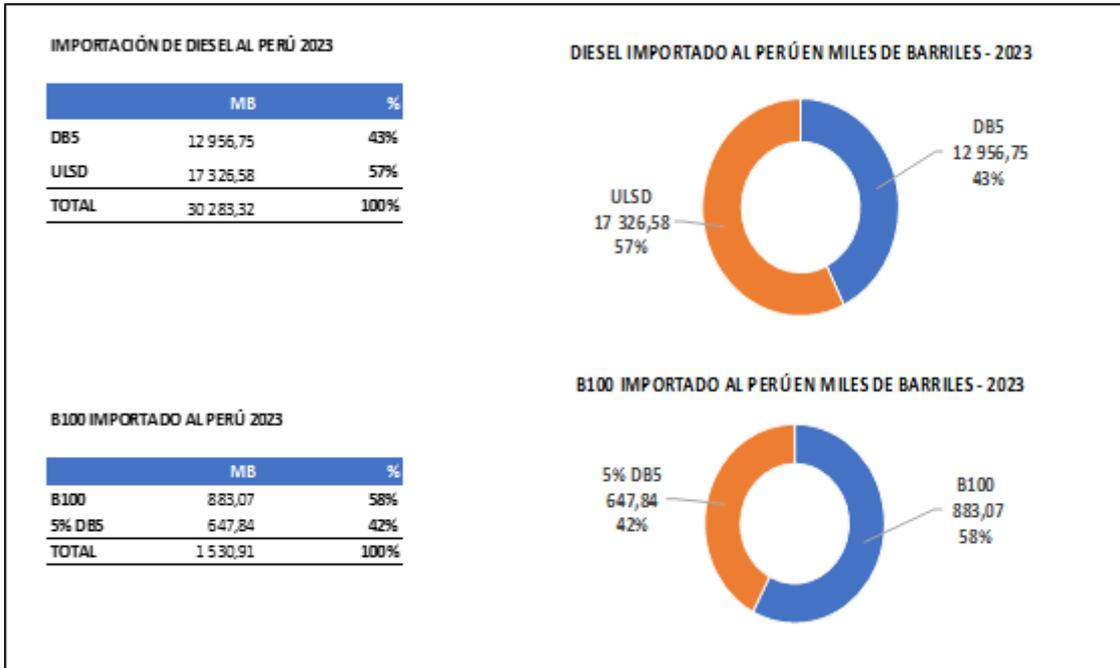
Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

Respeto al comentario de SNMPE sobre que, en el 2023 más del 90% del B100 importado proviene de EEUU ya mezclado como DB5, y en menor proporción B100 puro desde Indonesia (Palma) y Países Bajos (Soya). Debemos señalar lo siguiente:

- En el año 2023, la importación de Diésel B5-S50 y Diésel 2 representó el 64% de la demanda de Diesel B5-S50 en el Perú. De acuerdo con las estadísticas de Aduanas, ese mismo año se importaron 30 283 MB de Diésel B5 y ULSD Diésel, de los cuales, el 43% fue de Diésel B5 y el 57% de ULSD Diésel.
- El volumen total de Biodiésel B100 puro importado al Perú ascendió a 883,07 MB, mientras el volumen equivalente al Biodiésel B100 como componente del Diésel B5 importado al Perú fue de 647,84 MB (Gráfica A.4)

De lo anterior se concluye que la mayor participación del mercado de importaciones de Biodiésel B100 durante el año 2023 corresponde al Biodiésel B100 puro procedente principalmente de los Países Bajos e Indonesia (58%), por lo tanto, la afirmación de la SNMPE es incorrecta.

Gráfica N°A.4



Fuentes: Minem, Aduanet

Actualmente, Osinergmin considera como mercado relevante para el cálculo del Precio de Referencia de Importación del Biodiésel B100, el mercado Basis ARA y como marcador al “Biodiésel B100 FAME ARA” (Fuente: Argus). Este mercado fue seleccionado en base a los criterios de liquidez, origen de nuestras importaciones, transparencia y especificaciones de calidad, luego de evaluar tres alternativas: i) El mercado del Midwest por ser el centro de producción más importante de B100 en Estados Unidos, ii) la Costa del Golfo y iii) el Mercado Basis ARA; siendo este último, el principal origen de nuestras importaciones de Biodiésel B100 durante el periodo 2018 – 2023, tal como se observa en la tabla a continuación.

**Tabla A.2**  
**Importaciones de B100 por país de origen, en MB**

MB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
ARGENTINA	349	177					
BRASIL							14
BELGIUM			173				
ECUADOR							
<b>HOLANDA - NETHERLANDS</b>	<b>942</b>	<b>210</b>	<b>104</b>	<b>130</b>	<b>62</b>	<b>297</b>	<b>543</b>
INDONESIA		245			229	328	298
MALASIA		441		161	160		
SPAIN	571	383	776	439	320		
PANAMÁ						51	
URUGUAY							28
<b>TOTAL</b>	<b>1 862</b>	<b>1 456</b>	<b>1 054</b>	<b>730</b>	<b>773</b>	<b>676</b>	<b>883</b>

Fuente: Aduanet

Elaboración: Propia

De acuerdo con las estadísticas de la Tabla A.2, el principal origen de nuestras importaciones de Biodiésel B100 ha sido el Mercado Basis ARA. Durante el período 2021 – 2023, el 52,5% de las importaciones de B100 se realizó desde Países Bajos y España, mientras que el 43,6% procedió de Indonesia y Malasia. Estos países forman parte de la zona de influencia de los grandes

mercados de Europa: Basis ARA (Ámsterdam, Rotterdam, Amberes), y Asia: Basis Singapur, los cuales son líquidos, cuentan con saldos netos de exportación y las especificaciones de calidad del B100 que se requiere en nuestro país. Asimismo, en el 2023, las importaciones de B100 al Perú, aumentaron 31% respecto al año 2022.

Además, es importante señalar que, en el Sistema de Información de Aduanas no se reportaron importaciones de Biodiésel B100 desde USA.

Por su parte, en el Balance de Importaciones - Exportaciones de B100 de Estados Unidos se puede apreciar que el mercado de la Costa del Golfo presentó un balance neto negativo en el año 2017 y posteriormente en el año 2023. Asimismo, sus volúmenes netos de exportación desde el año 2018 hasta el 2022, se ubicaron muy por debajo de los volúmenes netos de exportación de la Región del Midwest. La Costa del Golfo es un mercado deficitario de B100 que usualmente se abastece del Midwest o importa de Argentina (alrededor del 65%), y en menores volúmenes de Canadá (Ver Anexo B.4), por lo que se le descarta como un mercado relevante para las importaciones de B100 al Perú.

**Tabla A.3**  
**Balance Importación/Exportación de B100 - EEUU, en MB**

MB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
East Coast (PADD1)	-6 203	-2 086	-1 787	-1 951	-1 762	-2 153	-5 103
<b>Midwest (PADD2)</b>	<b>765</b>	<b>251</b>	<b>401</b>	<b>878</b>	<b>931</b>	<b>1 317</b>	<b>1 617</b>
Gulf Coast (PADD3)	-1 027	28	31	272	686	736	-1 058
Rocky Mountain (PADD4)	-30	-35	-216	-391	-176	12	-3
West Coast (PADD5)	-652	344	224	-34	-233	-190	-762
<b>TOTAL</b>	<b>-7 147</b>	<b>-1 498</b>	<b>-1 347</b>	<b>-1 226</b>	<b>-554</b>	<b>-278</b>	<b>-5 309</b>

*Fuente:* Energy Information Administration, EE.UU.

*Elaboración:* Propia

Así también, la región del Midwest presenta los mayores volúmenes de exportaciones netas de B100, los cuales ascendieron a 1 617 millones de barriles en el año 2023, confirmando la mayor capacidad de producción de biocombustibles de dicha región. Sin embargo, tales flujos se realizan dentro de los Estados Unidos hacia la Costa Este, Houston y Canadá. No hay evidencia que se realicen exportaciones de B100 del Midwest hacia países de otras regiones, por lo que tampoco sería la mejor referencia para el B100 importado al Perú.

Por esa razón, las importaciones a las que hace referencia la SNMPE para proponer un marcador para el Biodiésel B100, no corresponden a embarques de Biodiésel B100, pues el producto importado y registrado en Aduanas es el Diésel B5. El mercado relevante para el Biodiésel B100 importado al Perú no es EE.UU.

De acuerdo con la metodología vigente, el Precio de Referencia de importación del Diésel B5 se calcula como la suma de los Precios de Referencia de Importación del Biodiésel B100 (marcador de B100 puro) y el Diésel ULSD, en las proporciones 5% - 95% respectivamente. Bajo este esquema, no es apropiado analizar los criterios de selección del marcador del Biodiésel B100, partiendo de las importaciones de otro producto: el Diésel B5.

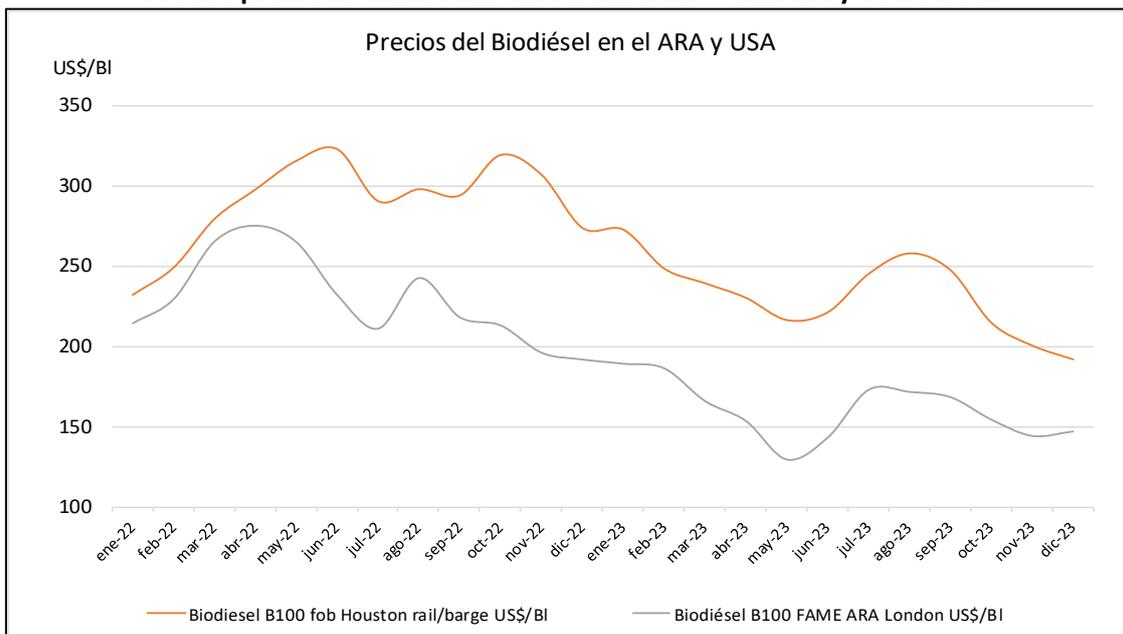
Cabe recalcar que cada operación de importación reúne sus propias características y condiciones (partida arancelaria, modalidad de compra-venta, origen del producto, precio, calidad, etc.), contando con un registro de la operación en el Sistema de Información de Aduanas. En este sentido, se pueden evidenciar las características y condiciones de una importación de Biodiésel B100 puro a través de Aduanas, mientras que en el caso del B100 como componente del Diésel

B5 importado, no es factible. Así, no se tiene la certeza de la procedencia del Biodiésel usado para la formulación del Diésel B5 en EE.UU.

Asimismo, la fórmula de precio indicada por la SNMPE considera como marcador a un Biodiésel B100 a base de soya (SME FOB US Houston B100), en tanto las importaciones reportadas por Aduanas del Perú hacen referencia a un Biodiésel B100, bajo la denominación Biodiésel B100 FAME (FATTY ACID METHYL ESTER). En términos de calidad, el marcador Biodiésel B100 FOB Houston, no es representativo para la determinación del Precio de Referencia de Importación del Biodiésel B100.

El marcador “Biodiésel B100 FAME ARA” representa la mejor opción económica, en comparación con el Biodiésel B100 FOB Houston *rail/barge*. En la Gráfica A.5 se observa que durante los años 2022 y 2023 los precios del Biodiésel B100 FOB Houston registraron niveles superiores a los precios del Biodiésel B100 del mercado BASIS ARA. La diferencia promedio anual en el año 2023, entre el precio del Biodiésel B100 FAME ARA y el precio del Biodiésel B100 FOB Houston fue de – 71,49 US\$/BI, lo que significaría un incremento de 3,57 US\$/BI aproximadamente, en el Precio de Referencia del Diésel B5, en el caso de usar como marcador el Biodiésel B100 FOB Houston.

**Gráfica A.5**  
**Precios promedio mensuales del Biodiésel B100 del ARA y de Houston**



Fuente: Argus

Elaboración propia

Por lo tanto, se ratifica considerar el Basis ARA como mercado relevante para el cálculo del Precio de Referencia del Biodiésel B100, teniendo en cuenta la liquidez de dicho mercado y el origen de nuestras importaciones de B100 que proceden en su mayoría de Europa<sup>5</sup>.

Asimismo, se ratifica el uso del marcador “Biodiésel B100 FAME ARA” (Fuente: ARGUS Biofuels) para el cálculo del precio de referencia del B100, debido a que representa la mejor opción

<sup>5</sup> En los dos últimos años nuestras importaciones de B100 fueron en su mayoría del Mercado Basis ARA y en el año 2023, dicho mercado obtuvo una participación significativa de 62%.

económica en comparación con el Biodiésel B100 FOB Houston y cuenta con la calidad que más se aproxima al B100 importado por nuestro país desde los distintos orígenes (Países Bajos, Indonesia y Panamá) durante los años 2022 y 2023. De acuerdo con los registros de Aduanas, el B100 importado al Perú es el Biodiésel B100 FAME (FATTY ACID METHYL ESTER).

Por otro lado, sobre la sugerencia de considerar un margen mayorista, precisamos que no es necesario debido a que este concepto no es considerado en los Lineamientos del Minem como un componente de los Precios de Referencia de Combustibles.

Conceptualmente no corresponde tomar en cuenta el Margen Mayorista para el cálculo de los Precios de Referencia debido a que estos precios incluyen todos los costos y márgenes de los agentes que participan en la cadena de suministro del combustible importado. En el precio del combustible del mercado relevante están incluidos los márgenes de las refinerías y el margen del *trader*; en el flete marítimo están incluidos los márgenes de los armadores; en las tarifas de recepción, almacenamiento y despacho de combustibles, están incluidos los márgenes de los operadores de los terminales de combustibles.

Los Precios de Referencia de Importación de Combustibles son Precios Ex – Planta y no consideran el descuento que los productores, refinadores e importadores, otorgan a su canal de distribución mayorista, ni el margen esperado de dichos agentes en su gestión de comercialización. Los agentes productores e importadores son libres de establecer el margen que estimen conveniente para la comercialización de sus productos en el mercado interno.

Además, el precio de referencia incluye un margen de importación, el cual varía de acuerdo a cuan eficiente es un importador en negociar los dos factores más relevantes, el *pricing* del suministro de combustible en el mercado relevante y el flete marítimo, factores que en su conjunto representan aproximadamente de 80% a 90% de la estructura del precio de referencia de importación. Muestra de esta eficiencia, es que actualmente en el mercado peruano existen empresas importadoras de combustibles de prestigio internacional, que compiten en el mercado interno por abastecer a los grandes consumidores del sector minero y distribuidores mayoristas de combustibles, compartiendo su margen de importación.

Finalmente, respecto a su consulta sobre el marcador del Ethanol, debemos indicar que se trata del precio del etanol en la Costa del Golfo publicado por Argus, bajo la denominación “Ethanol USGC barge/rail fob Houston”.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la SNMPE.

### **3. Comentario N° 3: Sobre los numerales 7.2.2.1, 7.2.2.2 y 7.5.1**

La SNMPE solicita mayor claridad en la descripción del cambio propuesto e incluir, según cada caso, la fórmula correspondiente para un mejor entendimiento y realizar un ejemplo para tener mayor claridad de los datos que se toman.

### **Análisis de Osinergmin**

El numeral 7.2.2.1 referente a Ajuste de Calidad por número de cetano, no ha sido modificado respecto a la versión vigente del Procedimiento. Al respecto debemos aclarar que actualmente solo aplica al Diésel de Alto contenido de azufre y con la aprobación de la propuesta normativa,

ya no aplicaría a ningún tipo de diésel, debido a que el Precio FOB incluye como “Costo del Colonial Pipeline al Terminal de Combustibles” el cual es el índice publicado por Argus denominado: “Diesel ULSD 45 cetane export cargo USGC fob diff to Diesel ULSD Colonial 62 pipe fob wtd avg strip - Houston close”. Por esta razón el ajuste de calidad por número de cetano será “cero” tanto para el Diésel de Bajo y Alto contenido de azufre.

Respecto a la aplicación de lo señalado en el numeral 7.2.2.2 de la Propuesta Normativa, debemos precisar que el ajuste de calidad por contenido de azufre no aplica al diésel de bajo contenido de azufre debido a que el marcador ULSD 62 tiene contenido de azufre de 15 ppm, es decir menos de 50 ppm. Por ello, el ajuste de calidad por contenido de azufre aplicaría únicamente al diésel de Alto contenido de azufre de 1500 ppm. La fórmula de cálculo está desarrollada en el punto 5.2 del presente informe y se complementa con la respuesta brindada al comentario N°2 de Petroperú.

En relación a la fórmula del numeral 7.5.1 del Procedimiento de Cálculo, sobre flete del Diésel, Turbo, Gasolinas y Residuales. Al respecto, debemos señalar que el Procedimiento vigente incluye como parte del flete de Diésel, Turbo y Gasolinas, el costo por las demoras en el cruce del Canal de Panamá, este costo se determina a partir del costo diario de demoras reportados por Argus en la publicación “Argus Tankers Freight” bajo la denominación “*Tanker clean Americas Atlantic coast medium range demurrage USD/day prompt*” multiplicado por el número de días de demora de la misma publicación bajo la denominación “*Panama Canal Panamax locks southbound waiting days prompt*”; este costo total por demoras es dividido por el volumen de un lote de importación de 300 mil barriles en el caso del Diésel y 250 mil barriles en el caso de las Gasolinas de esta manera se determina el costo por demoras expresado en USD/Bl.

La modificación propuesta del numeral 7.5.1. consiste en la inclusión del costo de subastas para priorizar el cruce en el Canal de Panamá como costo total por demoras en reemplazo del cálculo explicado en el párrafo anterior, únicamente cuando el número de días de retraso supere los 6 días. De esta manera se busca reflejar los incrementos de los costos que asumen los importadores cuando se producen restricciones logísticas por periodos prolongados en el Canal de Panamá.

Finalmente, el costo de la subasta es obtenido diariamente de Argus publicado bajo la denominación “*Panama Canal Panamax locks auction price lumpsum prompt*”.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se acepta parcialmente el comentario el comentario de la SNMPE en el extremo de precisar el índice utilizado para estimar el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá que forma parte del Flete de Diésel, Turbo y Gasolinas.

#### **4. Comentario N° 4: Sobre el numeral 7.5.2 Flete del GLP**

La SNMPE solicita que se precisen los marcadores que se utilizará para los días de demoras y costo de las licitaciones para el cálculo del costo del cruce de Canal de Panamá. Asimismo, solicitan que se incluya este componente en los informes de precios publicados semanalmente.

### **Análisis de Osinergmin**

El costo total por demoras por el cruce del Canal de Panamá se determinará a partir de los días de demora publicados en el reporte Argus Gas Freight, bajo la columna “*Panama Canal Panamax locks southbound waiting days prompt*” multiplicado por el costo diario por demora y dividido por el volumen de 180 mil barriles de GLP para determinar el costo por demoras expresado en USD/BI.

El costo diario por demora es tomando de las tarifas de fletamento por tiempo (Time Charter) para buques de 35 000 m<sup>3</sup> obtenidas de la publicación semanal Shipping Intelligence Weekly (SIW), editada por Clarkson Research Services Ltd. Cuando se superen los 6 días de demora el costo a emplearse será el resultado del costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá, publicado por Argus bajo la denominación “*Panama Canal Panamax locks auction price lumpsum prompt*”.

Asimismo, debemos indicar que actualmente en el Informe Semanal de Precios de Referencia de Combustibles, se publica los valores determinados semanalmente por concepto de demoras por el cruce del Canal Panamá para productos como GLP, Gasolinas, Diésel y Turbo. De igual manera serán reportados cuando corresponda el costo unitario de las subastas.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, se acepta parcialmente el comentario de la SNMPE en el extremo de precisar el índice utilizado para estimar el costo de las subastas para priorizar el cruce por el Canal de Panamá que se usará en el cálculo del Flete del GLP.

## **5. Comentario N° 5: Sobre el numeral 2.4.5. Recepción, almacenamiento y Despacho**

La SNMPE indica que los agentes del mercado han proporcionado la siguiente información: costos propios, el *benchmark* de la región y el informe de un consultor externo para determinar una tarifa actualizada de RAD, siendo estos valores similares entre si (entre 57 – 62 USD/TM), consideración que estos costos están en función a la normativa actual de 3 días de inventarios mínimos.

Asimismo, comentan que la tarifa RAD utilizada en el procedimiento no recoge las actualizaciones por ajuste de inflación del Terminal público. Por ello, proponen que la actualización del costo RAD GLP se determine incluyendo los costos reales proporcionados por los agentes y la correspondiente actualización anual por el índice de inflación.

### **Análisis de Osinergmin**

En el mismo sentido que el análisis desarrollado en el comentario N° 3 de Solgas del presente anexo, se reitera que no es materia del presente informe evaluar los comentarios relativos a un acto distinto al Proyecto Normativo o su informe de sustento. Así, considerando que la determinación de la Tarifa RAD en el Procedimiento de Cálculo no fue objeto de prepublicación mediante la Resolución N°116-2024-OS/CD, no corresponde evaluar el comentario de la SNMPE al respecto.

De igual manera, sobre lo señalado en la primera parte del comentario, relacionado con la información proporcionada por los agentes del mercado para la determinación de la tarifa RAD, nos remitimos al análisis desarrollado en el comentario N° 3 de Solgas del presente anexo.

Asimismo, respecto al segundo comentario, relacionado a la actualización de la tarifa RAD empleando un ajuste de inflación, se precisa que aquello excede a lo establecido Lineamientos del Minem. Por lo tanto, se desestima la propuesta.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la SNMPE.

## **6. Comentario N° 6: Sobre el numeral 2.1.5 Marcadores y Precio FOB del GLP**

La SNMPE indica que, en efecto “Argus International LPG” comenzó a publicar el diferencial entre el butano refrigerado en la Costa del Golfo y el butano en Mont Belvieu desde 2021. De la comparación que han realizado entre los saldos de exportaciones, han verificado que el mercado de exportación de butano a la actualidad no cuenta con la suficiente liquidez ni fuerza de posicionamiento como el mercado de propano, esto vuelve el diferencial de butano poco representativo de las primas de carga en la USGC.

Adicionalmente comentan que la EIA ha reportado un crecimiento de la producción de propano y exportaciones impulsadas por el fuerte consumo Petroquímico de este producto en Asia por lo que se prevé que la limitada capacidad de exportación en la USGC se vea acaparada principalmente por cargamentos de propano con destino asiático.

Por lo anterior, la SNMPE proponen que se mantenga el cálculo del *terminalling* para las exportaciones de propano: “Propane Fob USGC, diff to Mont Belvieu” y continuar monitoreando el comportamiento de este mercado a fin de considerar en un futuro la incorporación del diferencial entre el butano refrigerado en la Costa del Golfo y el butano en Mont Belvieu en el cálculo de los precios de referencia.

### **Análisis de Osinergmin**

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de republicación.

Sin perjuicio de lo señalado, cabe indicar que el mercado de butano de la Costa del Golfo es un mercado líquido, transparente y cuenta con saldos netos de exportación significativamente mayores a los registrados en las demás regiones de los Estados Unidos., tal como se observa en la Tabla A.4. Si bien las exportaciones de propano, superan los niveles de exportación del butano, el mercado de este producto no deja de ser relevante a nivel internacional por su dinamismo y los volúmenes transados. Adicionalmente, durante el periodo 2017 - 2023, se aprecia una tendencia ascendente en las exportaciones de butano desde la Costa del Golfo, la misma que se muestra en la Gráfica A.5.

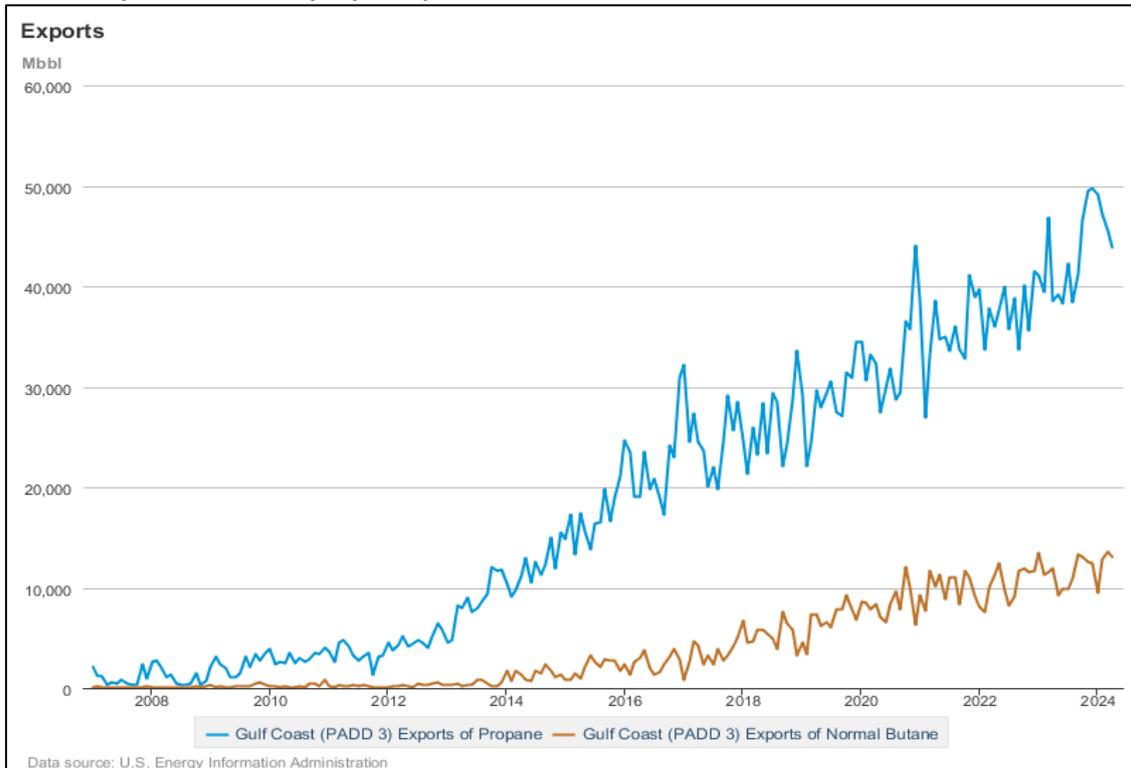
**Tabla A.4**  
**Balace de Importaciones – Exportaciones de butano en Estados Unidos**

MB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
East Coast (PADD1)	1 452	2 494	12 720	18 235	18 720	16 354	17 625
Midwest (PADD2)	1 456	698	-4 899	-577	-3 217	-4 468	-2 945
<b>Gulf Coast (PADD3)</b>	<b>39 615</b>	<b>64 628</b>	<b>80 944</b>	<b>101 122</b>	<b>121 306</b>	<b>123 502</b>	<b>126 885</b>
Rocky Mountain (PADD4)	103	-221	-547	-332	-873	-236	-129
West Coast (PADD5)	1 439	-32	-624	1 218	1 765	2 678	1 479
<b>TOTAL</b>	<b>44 065</b>	<b>67 567</b>	<b>87 594</b>	<b>119 666</b>	<b>137 701</b>	<b>137 830</b>	<b>142 915</b>

Fuente: Argus

Elaboración Propia

**Gráfica A.5**  
**Exportaciones de propano y butano desde la Costa del Golfo en MB mensuales**



En el contexto global, los principales países exportadores de Butano<sup>6</sup> al cierre del año 2022 fueron Estados Unidos, Emiratos Árabes Unidos y Arabia Saudita. En el mismo año, los principales países importadores de Butanos, fueron India, China e Indonesia.

Finalmente, en el año 2023, el 65% de las importaciones de GLP a nuestro país, tuvo como origen el mercado de EE.UU. Asimismo, según las estadísticas de Aduanas del mismo año, las importaciones de GLP continuaron siendo realizadas en las proporciones 70% propano y 30% butano aproximadamente, lo que reafirma la conveniencia de mejorar el procedimiento vigente, incorporando el diferencial de exportación del butano al Costo del *Terminalling* del GLP.

<sup>6</sup> <https://www.economia.gob.mx/datamexico/>.

Por lo tanto, se desestima la propuesta de la SNMPE por lo que el Costo del Terminalling del GLP se calculará considerando el diferencial de exportación del butano, tomado de la publicación de ARGUS “Argus International LPG”.

### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la SNMPE.

## **7. Comentario N° 7: Sobre el numeral 2.4.4.1. Lotes Típicos de Importación**

La SNMPE comenta el Informe de Osinergmin, indicando que en el mismo se puede observar que el tamaño de lote típico de importación de B100 es en promedio de 73 mil barriles con 2 agentes con lotes promedio menores a 40 mil barriles.

Además, señalan que, de la información relevada del mercado, los terminales de Callao poseen capacidades de recepción limitada, las cuales se encuentran entre 20/30 mil barriles. Por ello proponen que las capacidades de almacenamiento que tienen los agentes sean relevadas del mercado para que se determine un correcto valor de flete o ajuste por tamaño de lote que considere las limitaciones de infraestructura para la recepción de Biodiesel.

### **Análisis de Osinergmin**

Se debe tener en cuenta que el presente informe no tiene por objeto evaluar los comentarios relacionados con las disposiciones del Procedimiento de Cálculo que no han sido objeto de prepublicación.

No obstante, la metodología de cálculo desarrolla la simulación de una importación eficiente para el suministro de los productos combustibles que requiere el mercado, no es propósito de la metodología replicar la logística y/o reconocer los costos de realización de algún agente en particular.

Para el cálculo de los Precios de Referencia, se consideran los volúmenes que representan lotes eficientes de importación al Callao.

El flete referencial del Biodiésel B100 importado al Callao se calcula correctamente tomando una tarifa base de la publicación Shipping Intelligence Weekly (SIW), editada por Clarkson Research Services Ltd. a la cual se le aplica un factor de ajuste que considera las importaciones reales de este producto. Por lo que, no se emplea el lote típico de importación para determinar el flete marítimo del B100.

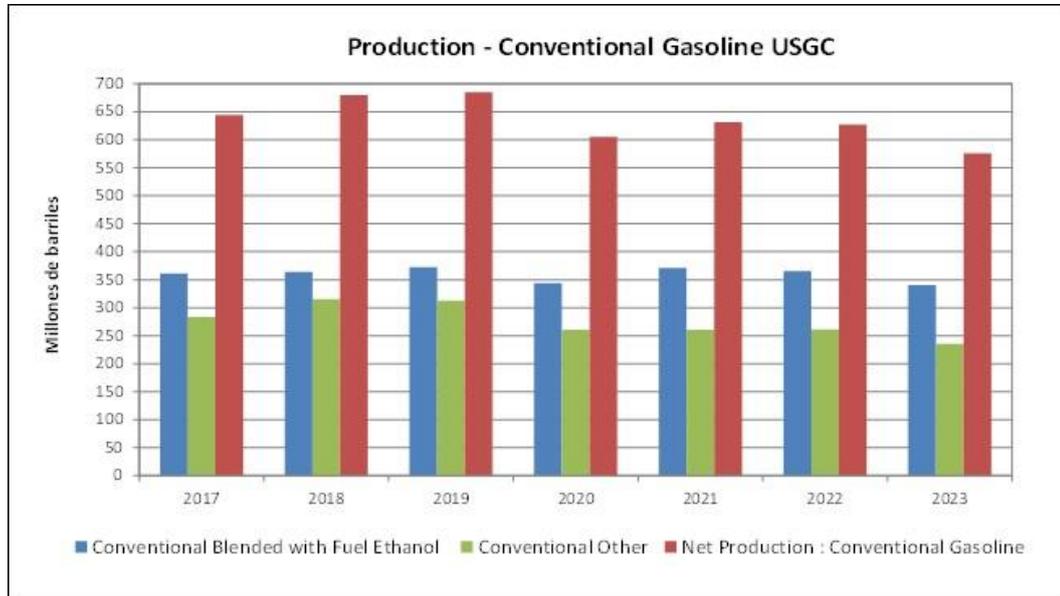
### **Conclusión**

Por lo expuesto, no se acepta el comentario de la SNMPE.

# Anexo 2

### Anexo B.1

#### Niveles de Producción de las Gasolinas de la Costa del Golfo – USA en millones de barriles



Fuente: EIA

Elaboración propia

### Anexo B.2

#### Balance de Importaciones – Exportaciones de butano en Estados Unidos

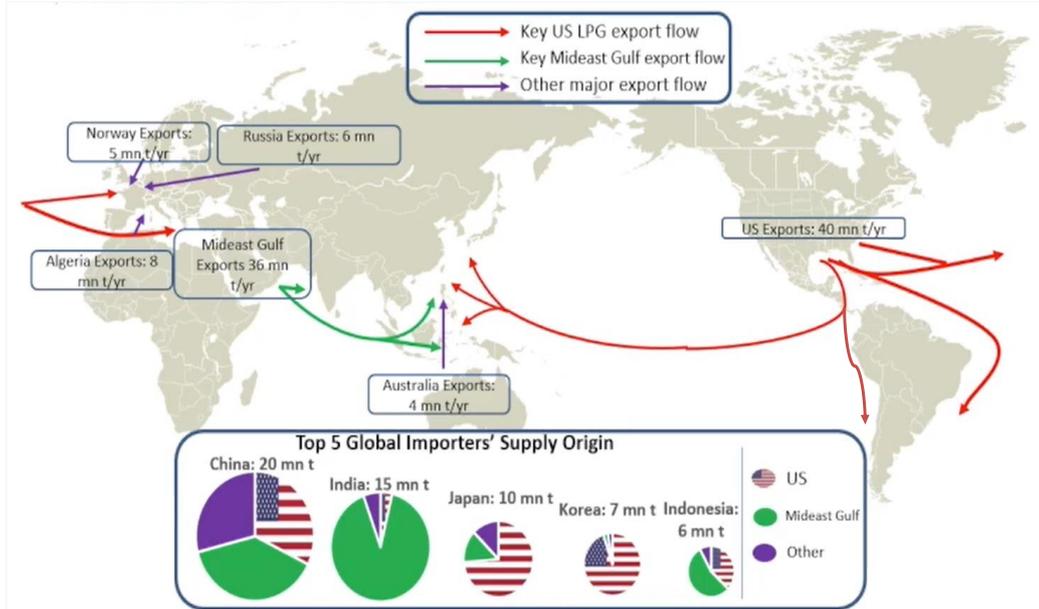
Balance Imp. / Exp. De Butano -  
EEUU

MB	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
East Coast (PADD1)	1 452	2 494	12 720	18 235	18 720	16 354	17 625
Midwest (PADD2)	1 456	698	-4 899	-577	-3 217	-4 468	-2 945
<b>Gulf Coast (PADD3)</b>	<b>39 615</b>	<b>64 628</b>	<b>80 944</b>	<b>101 122</b>	<b>121 306</b>	<b>123 502</b>	<b>126 885</b>
Rocky Mountain (PADD4)	103	-221	-547	-332	-873	-236	-129
West Coast (PADD5)	1 439	-32	-624	1 218	1 765	2 678	1 479
<b>TOTAL</b>	<b>44 065</b>	<b>67 567</b>	<b>87 594</b>	<b>119 666</b>	<b>137 701</b>	<b>137 830</b>	<b>142 915</b>

Fuente: Energy Information Administration, EE.UU.

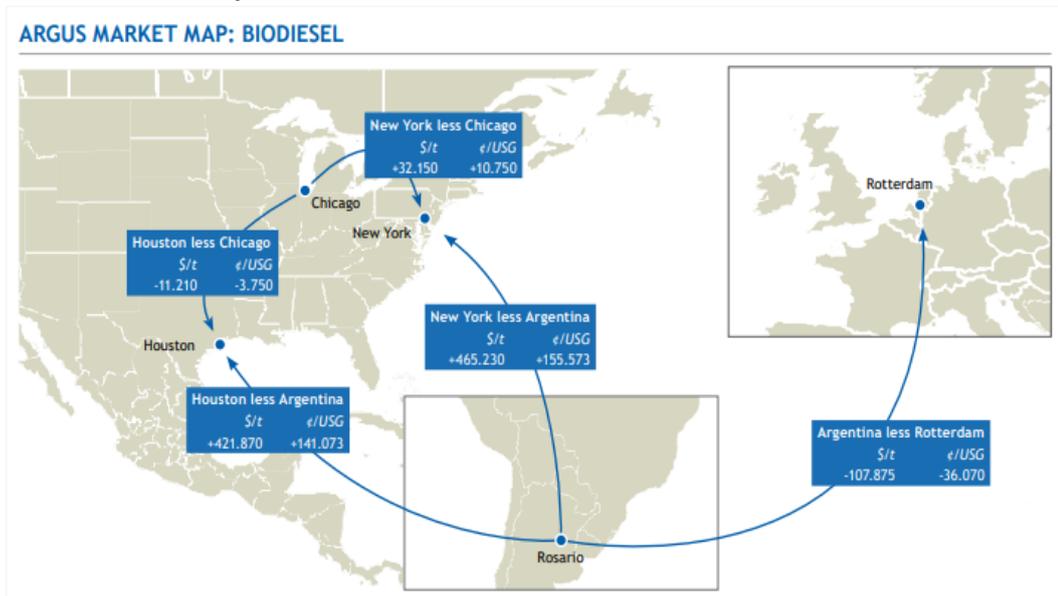
Elaboración: Propia

### Anexo B.3 Flujo de Suministro Global del Propano



Fuente: Argus Media - 2021

### Anexo B.4 Flujo de suministro de B100 a nivel internacional



Fuente: Argus Americas Biofuels – Enero 2023