

**REPORTE SEMESTRAL DE MONITOREO DEL  
MERCADO DE HIDROCARBUROS  
PRIMER SEMESTRE DEL 2017  
Año 6 – Nº 10 – Julio del 2017**



Bernardo Monteagudo 222, Magdalena del Mar  
Lima – Perú

<http://www.osinergmin.gob.pe>

Gerencia de Políticas y Análisis Económico

Teléfono: 219-3400 Anexo 1057

[http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca\\_osinergmin/estudios\\_economicos/oficina-estudios-economicos](http://www.osinergmin.gob.pe/seccion/institucional/acerca_osinergmin/estudios_economicos/oficina-estudios-economicos)

Julio de 2017  
Año 6 N° 10

## Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos <sup>[1]</sup>

### Resumen ejecutivo

Como parte de las actividades de gestión del conocimiento y difusión de la información, la Gerencia de Políticas y Análisis Económico elabora el Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos (RSMMH). En éste se presentan y analizan las principales variables que describen la evolución del mercado de los hidrocarburos en el Perú.

El sector de hidrocarburos, sin incluir la explotación del gas natural seco, tiene gran importancia en la economía nacional. Con cifras oficiales al año 2015,<sup>[2]</sup> el sector hidrocarburos generó el 1.8% del Producto Bruto Interno (PBI) y tuvo una presión tributaria de 8.7% respecto del sector. Además, en el periodo comprendido entre los meses de enero y mayo de 2017 ha sido uno de los principales recaudadores del Impuesto Selectivo al Consumo (ISC) con el 37.3% del total de este concepto. El monto acumulado de las regalías petroleras <sup>[3]</sup> superó los US\$ 4000 millones entre el 2011 y mayo de 2017.

Al 30 de junio de 2017, el precio del crudo cotizó en US\$ 46 por barril, y cayó 14% respecto al cierre del 2016. En contraposición a ello, los precios del commodity se recuperaron en el periodo enero – abril del 2017 respecto al año pasado. Esto se traduce en una caída de la balanza comercial dado que gran parte de nuestras importaciones de hidrocarburos corresponden a la compra de petróleo. Asimismo, las proyecciones estiman una tendencia al alza hasta el 2021.<sup>[4]</sup>

La demanda de crudo en el país fue 175 mil barriles por día (MBPD), mayor en 29% con respecto al mismo periodo del año 2016. La demanda interna se abasteció principalmente por las importaciones, que representaron el 77% del total de crudo demandado en los primeros cuatro meses del 2017.

La producción de petróleo estuvo concentrada tanto geográficamente como en número de las empresas operadoras. El 58% de la producción fiscalizada provino de los lotes de las empresas CNPC, Savia y Pluspetrol; el 28% de la producción

### Contenido

#### Resumen ejecutivo.....2

#### 1. Mercado internacional .....4

Evolución de los precios .....4

Producción y consumo mundial .....5

Capacidad de refinación .....6

#### 2. Mercado local de petróleo .....6

Producción fiscalizada .....6

Reservas e inversión .....7

Balanza comercial.....7

Precios .....8

#### 3. Mercado local de derivados y LGN .8

##### 3.1. Balances agregados .....8

Balance Oferta - Demanda .....8

Balanza comercial.....9

##### 3.2. Balances desagregados .....10

Balance Oferta - Demanda. ....10

GLP .....10

Gasolinas y gasoholes. ....10

Diésel.....11

Petróleos Industriales (Residuales). ....11

Distribución regional .....12

Facturación.....13

##### 3.3 Agentes.....13

##### 3.4 Evolución de los precios .....15

Estructura de precios .....15

##### 3.5. Análisis financiero .....16

PETROPERÚ .....16

Refinería La Pampilla (RELAPASA) .....17

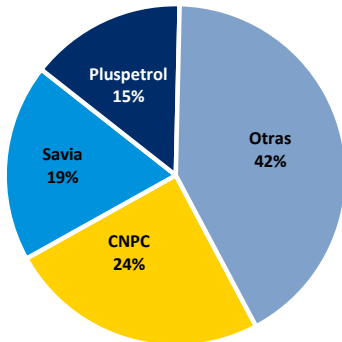
#### 4. Perspectiva del mercado de hidrocarburos líquidos .....18

#### Resumen de Variables .....20

#### Notas.....21

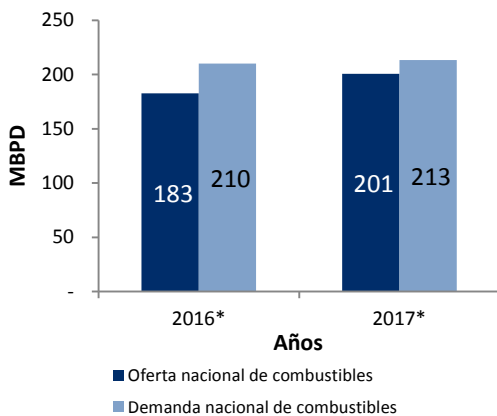
#### Abreviaturas utilizadas.....22

## Producción fiscalizada de petróleo (Enero - Abril 2017)



Total: 4.97 MMbbls  
Fuente: MEM

## Mercado nacional de principales combustibles\*\*

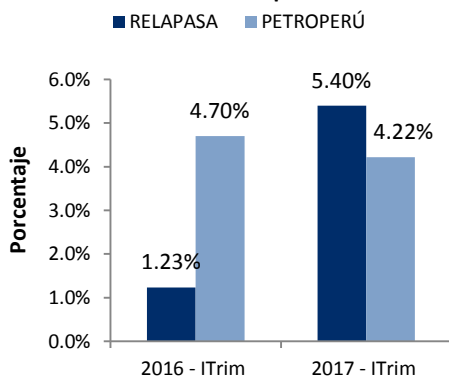


\*Información de enero a abril

\*\*Incluye GLP, gasolinas, diésel y petróleos industriales.

Fuente: MEM

## Rentabilidad del patrimonio



Fuente: Superintendencia del Mercado de Valores (SMV)

provino de la selva, 48% provino de la costa y el 24%, del zócalo.

El mercado mayorista de combustibles derivados del petróleo y líquidos de gas natural, en los últimos años ha mostrado un mayor dinamismo debido a la entrada en operación del gas de Camisea y de la producción del lote 56.

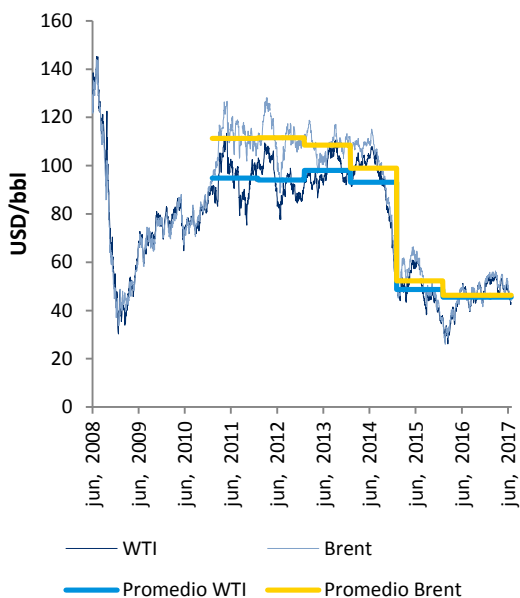
La demanda nacional de los principales combustibles derivados (GLP, gasolinas, diésel y petróleos industriales) se incrementó 2% en los primeros cuatro meses del año respecto al mismo periodo del 2016 y se ubicó en 213 MBPD. La mayor demanda correspondió al diésel con 50%, seguido del GLP con 26% y las gasolinas con 22%.

Las refinerías son la principal fuente de producción local de combustibles y representaron entre enero y abril del 2017 el 79% de esa producción; por su lado, las plantas procesadoras de líquidos de gas natural han incrementado su producción respecto al mismo periodo del 2016. Durante los meses de enero y abril del 2017 se produjeron en el país 237 MBPD de combustibles (productos terminados y derivados de líquidos de gas natural). Por su parte, la producción de los principales combustibles alcanzó a abril del 2017 los 201 MBPD, lo que significó un incremento de 9.8% respecto del mismo periodo del 2016.

En el mercado de venta al usuario final, si bien se observó una recuperación de los precios de los combustibles desde marzo de 2016, en los primeros cinco meses del 2017, se observa una tendencia decreciente en los precios de los combustibles. No obstante, según el Índice de Precios publicado por el Banco Central de Reserva del Perú (BCRP), comparando los precios entre mayo del 2017 y 2016, los precios del GLP vehicular, diésel y de las gasolinas mostraron un incremento de 2.8%, 14.9% y 9.9%, respectivamente, mientras que el GLP envasado disminuyó su precio en 1%.

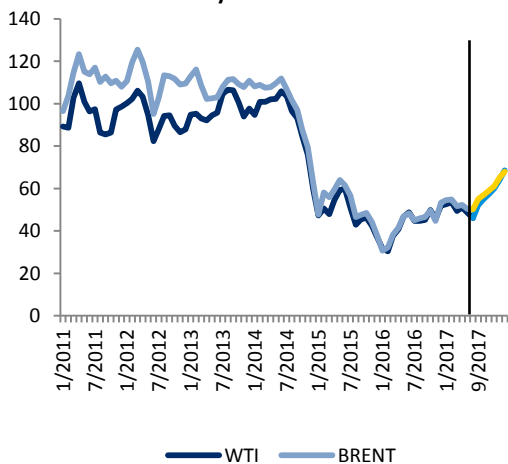
Finalmente, las cifras reportadas en los estados financieros no auditados de la Refinería La Pampilla y Petroperú muestran comportamientos contrarios en el primer trimestre. La evolución fue positiva para la privada principalmente por el aumento de los ingresos ordinarios. En el caso de Petroperú, la situación fue diferente debido a que el incremento en el patrimonio superó al de la utilidad neta generada.

**Evolución de los precios internacionales del crudo a junio 2017**



Fuente: Energy Information Administration (EIA)

**Precio WTI y Brent 2011 - Junio 2017 , y Proyección 2018-2021**



Las líneas azul grisáceo y azul oscuro son los precios spot Brent y WTI, respectivamente. Las líneas oro y turquesa son las respectivas proyecciones o precio forward, calculados como el promedio ponderado de los contratos vigentes en el periodo.

Fuente: Bloomberg

## 1. Mercado Internacional

### Evolución de los precios

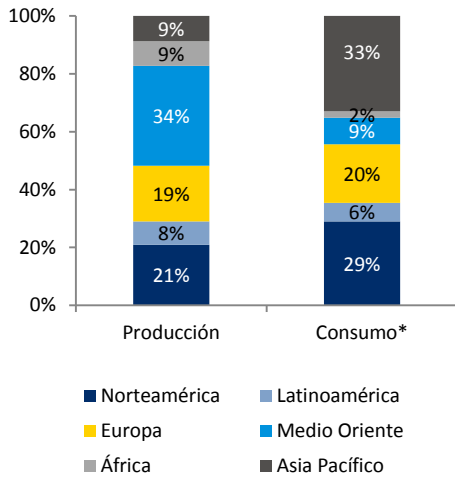
Entre enero de 2008 y junio de 2017, la evolución de los precios del petróleo en el mercado mundial mostró cinco periodos bien marcados. Un periodo de rápido crecimiento pasando de US\$ 99 por barril a inicios del 2008 a más de US\$ 140 por barril a mediados del 2008, en parte debido a la fuerte demanda de los mercados emergentes como China. El segundo periodo inició con la abrupta caída del precio ubicándose en US\$ 37 por barril a fines del 2008, explicada en la reducción de la demanda mundial de crudo provocada por la crisis financiera mundial.

Gracias a la reactivación de las economías emergentes y los sucesos de la “Primavera Árabe”,<sup>[5]</sup> en el tercer periodo se observa que los precios internacionales del petróleo crecieron progresivamente hasta mediados del 2011, situándose en US\$ 113.4 por barril. El cuarto periodo se dio entre el segundo semestre de 2011 y el primer semestre del 2014, en el cual surgió un desacoplamiento entre la evolución del precio del crudo Brent respecto al West Texas Intermediate (WTI), siendo el primero el que presentó mayores precios. Ello debido a los mayores excedentes de petróleo en los depósitos de Cushing en Oklahoma en donde se determina el precio WTI, presionándolo a la baja y ampliando la brecha respecto al Brent.

En el quinto periodo se viene apreciando una caída de los combustibles generada por la sobreproducción a nivel mundial y la reducción de la demanda, principalmente de los países emergentes como China. La brecha promedio entre el precio del crudo Brent y WTI pasó de 0.47 US\$/bbl en el segundo semestre de 2016 a 1.68 US\$/bbl en el primer semestre del 2017.

A partir de finales de febrero de 2017 se apreció una lenta caída del precio del crudo debido al exceso de oferta que existe en el mercado, en parte, por la mayor participación en los mercados de los productores estadounidenses de *shale*. Al cierre del informe, éstos no se han recuperado del todo, a pesar de la ampliación de la restricción en la producción de crudo de parte de productores de la OPEP y otros no miembros que se dio a fines de mayo de 2017, debido a que los participantes del mercado esperaban mayores recortes en plazo o volumen de producción. Bloomberg proyecta a la alza los precios spot del WTI y del Brent.

## Producción y Consumo Mundial de Petróleo por Área Geográfica 2016 (MMBLS)



\*Principales consumidores.

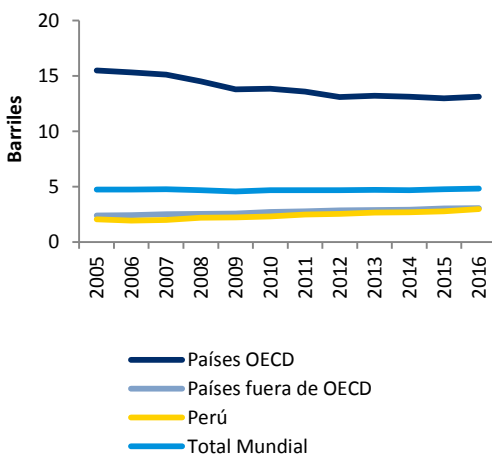
Total Producción: 33.6 mil MMBLS

Total Consumo Principales Consumidores: 30 mil MMBLS

Total Consumo mundial: 35.2 mil MMBLS

Fuente: Bloomberg

## Consumo per cápita de petróleo (2005-2016)



Fuente: Bloomberg

En el segundo gráfico de la página anterior se presenta los precios finales del mes de estos productos y sus proyecciones a diciembre de los años 2018 a 2021.

## Producción y consumo mundial <sup>[6]</sup>

Respecto a la producción de petróleo, la información disponible nos muestra que la región que más produjo a nivel mundial fue el Medio Oriente, con una producción de 11.6 mil MMBLS, el 34% de los 33.6 mil MMBLS mundiales en el 2016. El segundo lugar lo ocupó Norteamérica con una producción de 7.1 mil MMBLS (21%), seguido por Europa con 6.5 mil MMBLS (19%).

Sin embargo, la distribución del consumo mundial fue ligeramente diferente. En efecto, Asia Pacífico fue el quinto productor pero recientemente se convirtió en el mayor consumidor de petróleo con un consumo total de 9.9 mil MMBLS en el 2016, el 33% de un total de 30 mil MMBLS. El segundo mayor consumidor de petróleo fue Norteamérica, con 8.7 mil MMBLS (29%), seguido por Europa con un consumo de 6.0 mil MMBLS (20%), el Medio Oriente con 2.8 mil MMBLS (9%) y Latinoamérica (6%).

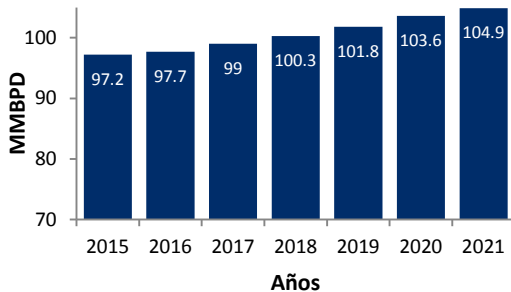
La producción y consumo nos revela la condición de importador y exportador neto de los principales consumidores de las áreas consideradas. Así, las regiones de Norteamérica y Asia Pacífico fueron importadoras netas en el 2016 y las otras regiones fueron exportadoras netas pues produjeron más de lo que consumieron.

Por otro lado, el consumo per cápita mundial en los últimos años no ha tenido variaciones importantes, siendo en el 2016 de un total de 4.8 barriles por persona, ligeramente mayor al observado en el 2003, 4.6 barriles por persona.

La Organización para la Cooperación Económica y el Desarrollo (OECD, por sus cifras en inglés), conformada por los países desarrollados y algunos países en desarrollo importantes, tuvo un mayor consumo per cápita, ascendente a 13 barriles por persona, casi sin variación en los últimos 3 años.

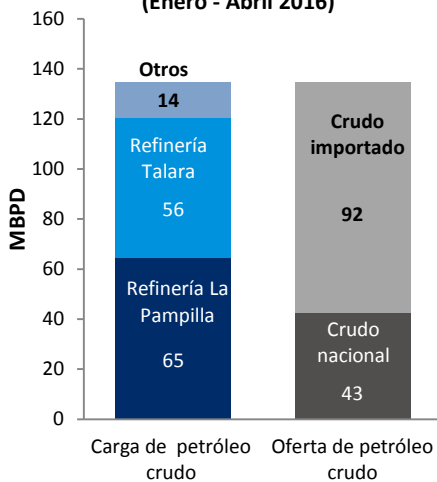
Por su parte, los países fuera de la OECD, entre ellos Perú, consumieron por debajo del promedio mundial, un total de 3.1 barriles, cantidad que ha venido creciendo desde 2.2 barriles en el año 2003. En el caso específico de Perú, la información revela que se consumió 3 barriles por persona en el 2016, 1.1 barriles más que en el 2003.

**Capacidad de refinación mundial proyectada (2015 - 2021)**



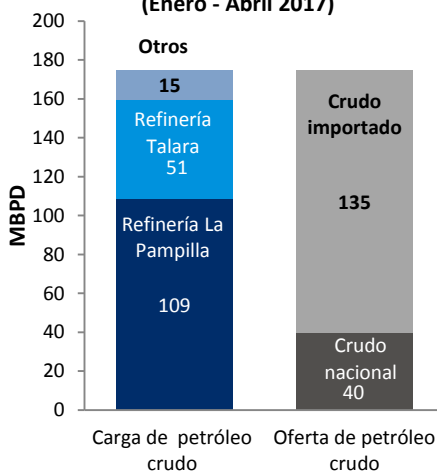
Fuente: International Energy Agency (IEA)

**Refinación de petróleo (Enero - Abril 2016)**



Fuente: MEM

**Refinación de petróleo (Enero - Abril 2017)**



Fuente: MEM

## Capacidad de refinación

La mayor demanda de energía implicará mayores compras de petróleo y sus derivados, lo que requiere el aumento de la capacidad de refinación mundial para cubrirla.

Al respecto, la International Energy Agency (IEA, Agencia Internacional de Energía) proyectó que al 2021 la capacidad de refinación de crudo mundial alcanzará a superar los 104 millones de barriles diarios.<sup>[7]</sup>

Este comportamiento estaría explicado principalmente por el crecimiento de la capacidad en los países que no pertenecen a la OECD. Cabe indicar que dentro de estos países, Asia sigue siendo el principal contribuyente al crecimiento en el mediano plazo.

## 2. Mercado local de petróleo

Entre enero y abril del 2017, la demanda agregada de petróleo crudo fue 175 MBPD, lo que representó un incremento de 30% con respecto al mismo periodo del 2016 (135 MBPD). Por su parte, el petróleo crudo importado cargado a las refinerías pasó de 92 MBPD en el periodo de enero a abril de 2016 a 135 MBPD en el mismo periodo de 2017.

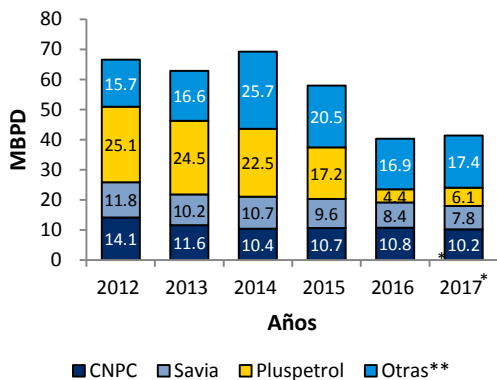
Durante enero y abril del 2017, el crudo importado cargado a las refinerías representó el 77% del total, porcentaje mayor al observado durante el mismo periodo de 2016, el cual fue de 68%.

De otro lado, durante los primeros cuatro meses del 2017, las dos principales refinerías locales, La Pampilla y Talara, concentraron el 91% de la demanda nacional de petróleo crudo (mayor en 1% al mismo periodo de 2016). La refinería La Pampilla tuvo una participación del 62% (+14%), mientras que la de Talara una de 29% (-13%).

## Producción fiscalizada

La producción fiscalizada de petróleo crudo fue de 41 MBPD entre enero y abril de 2017, lo que implicó una caída de 7% con respecto a la producción del mismo periodo de 2016 que fue de 44 MBPD. Durante los meses de enero y abril de 2017 se alcanzó una producción fiscalizada de 4.97 MMBLS.

## Producción Fiscalizada de Petróleo por empresa (MBPD)

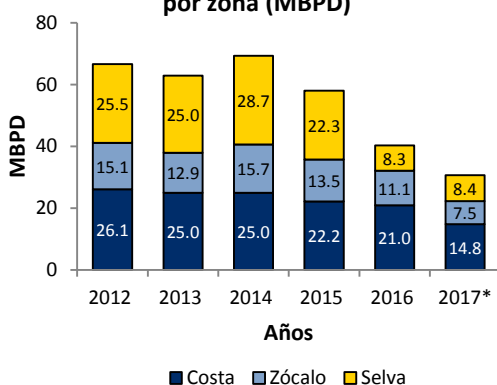


\*Información a abril de 2017

\*\*Incluye GMP, P. Monterrico, Sapet, Unipetro, Olympic, BPZ, Maple, Gran Tierra, Perenco, CEPSA y Pacific Stratus.

Fuente: MEM – Petroperú

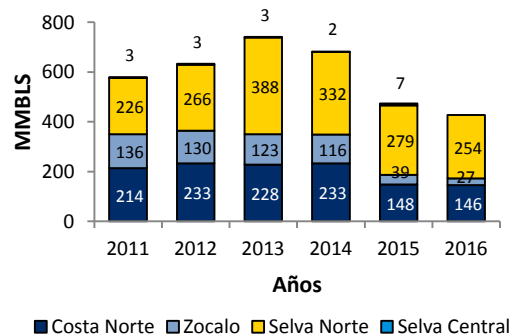
## Producción Fiscalizada de Petróleo por zona (MBPD)



\*Información a abril de 2017

Fuente: MEM – Petroperú

## Reservas probadas de Petróleo (MMBLS)



Fuente: MEM

Las principales empresas productoras fueron CNPC (antes Petrobras), Savia y Pluspetrol, que en conjunto representaron el 58.1% de la producción total, porcentaje similar al presentado durante el mismo periodo del 2016.

Al observar la producción de petróleo por zonas geográficas notamos que, entre enero y abril de 2017, la Selva incrementó su participación respecto al mismo periodo del 2016, pasando de 26% a 27%. Respecto a la Costa, mantuvo su participación en 48% durante los primeros cuatro meses del 2017.

## Reservas e Inversión <sup>[8]</sup>

Al año 2016, las reservas probadas de petróleo ascendieron a 435 millones de barriles (MMBLS), 8.1% menor a lo obtenido en el año 2015. La menor cantidad de reservas probadas de petróleo para el 2016 se debe, principalmente, a que está siendo impactada por el bajo escenario de precios de petróleo, altos costos de operación y la inoperatividad del Oleoducto Nor Peruano. Para el 2016, la mayor fuente de reservas estuvo en la Selva norte con 254 MMBLS, seguida por la Costa norte con 146 MMBLS. En conjunto, ambas representan el 91.9% del total.

Por otro lado, en los últimos años ha ocurrido una reducción de la inversión en explotación; en el primer gráfico de la página siguiente se puede observar que los montos destinados a explotación disminuyeron entre los años 2013 y 2016. En tanto, entre enero y abril del 2017 sumó US\$ 94 millones evidenciando, por el contrario, un incremento del 24% respecto al mismo periodo de 2016. Dicho aumento se explicaría por la mayor explotación de los lotes Z-1, 131 y 192. En cuanto a los montos de inversión destinados a exploración, estos mostraron una reducción de 85.2% en el 2016 respecto al año 2015 y cerró en US\$ 47 millones, mientras que en los primeros cuatro meses del 2017 ascendió a US\$ 5.7 millones, evidenciando una reducción del 68% respecto al mismo periodo de 2016. Según la SNMPE, desde enero de 2016 solo se ha perforado un pozo exploratorio en todo el país. <sup>[9]</sup>

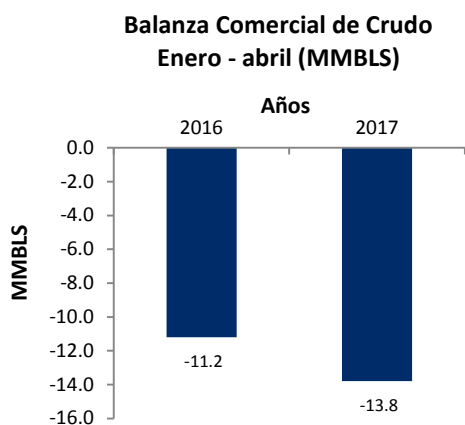
## Balanza comercial

Respecto a la balanza comercial de crudo en nuestro país, esta es evidentemente deficitaria.

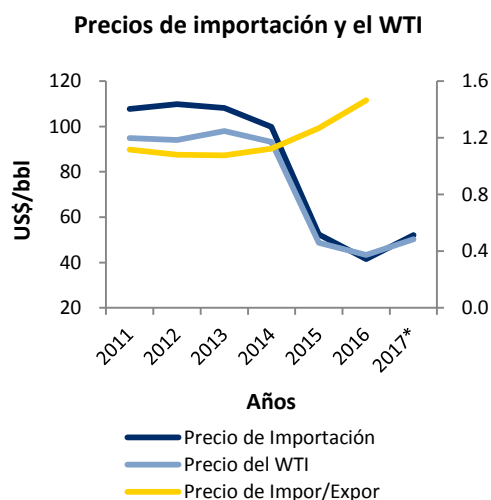


\*Información a abril de 2017

Fuente: MEM y Perupetro



Fuente: MEM



\*Información a abril del 2017

Nota: Eje derecho refleja Precio Impor/Expor

Fuente: EIA y MEM

Para el periodo comprendido entre enero y abril del 2017, la balanza comercial volumétrica de crudo tuvo un déficit de 13.8 MMBLS, netamente importación de crudo, mayor en 23.2% que lo presentado durante el mismo periodo del 2016 (11.2 MMBLS).

En términos monetarios, en los cuatro primeros meses del 2017, el déficit en la balanza comercial de crudo fue de US\$ 718.5 millones, cifra mayor a los US\$ 379.6 millones que se presentó en el 2016 en ese mismo periodo.

El déficit comercial se explica principalmente, debido a la menor calidad del petróleo peruano que es más pesado y menos valioso comercialmente que los tipos más livianos y que son utilizados en mayor medida para la producción de derivados como las gasolinas, etc.

## Precios

El precio de importación del petróleo crudo siguió un comportamiento similar al del WTI hasta el 2010, cuando el primero sobrepasó al precio internacional. A partir del 2014, la brecha empezó a reducirse y volvió a ser positiva en el 2016. Durante los primeros cuatro meses del 2017, el precio de importación fue de US\$ 52.1, mayor al que se obtuvo en el año 2016 (US\$ 41.6) debido al incremento del precio del petróleo crudo a consecuencia del acuerdo global para recortar los suministros implementado por importantes productores.

## 3. Mercado local de derivados y LGN

### 3.1. Balances agregados

#### Balance Oferta – Demanda

Para la realización del presente balance se consideran los combustibles GLP, gasolinas (incluye gasoholes), diésel (no incluye marino) y petróleos industriales (6 y 500). Asimismo, se entiende por oferta a la producción llevada a cabo en las refinerías y las plantas procesadoras, reportada por el MEM, y por demanda a las ventas publicadas por Osinergmin a partir de la información reportada por las empresas en el sistema SCOP. La diferencia entre estas se cubre con la importación de combustibles.

Durante los primeros cuatro meses del 2017, la producción de las refinerías representó el 78.6% del total de la producción de

# Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos

Primer Semestre del 2017

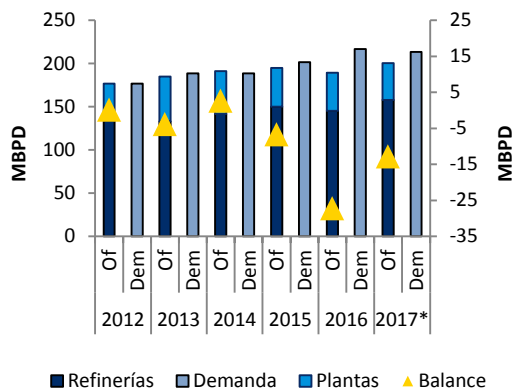
Año 6 – N° 10 – Julio de 2017

Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE



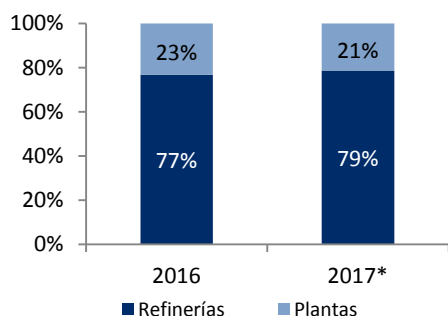
Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

**Balance Agregado de Principales Derivados 2012-2017**



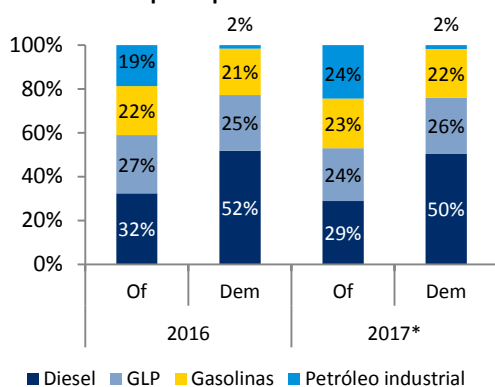
\*Información de enero a abril  
Nota: El eje derecho muestra el Balance  
Fuente: MEM, DSR—Osinergmin

**Composición de la oferta agregada de los principales derivados 2016-2017**



Oferta (MBPD): 190 (2016) y 201 (2017\*)  
\*Información de enero a abril  
Fuente: MEM

**Composición de Oferta y Demanda por tipo de producto : 2016 - 2017\***



Oferta (MBPD): 190 (2016) y 201 (2017\*)  
Demanda (MBPD): 217 (2016) y 213 (2017\*)  
\*Información de enero a abril  
Fuente: MEM, DSR-GSE-Osinergmin

combustibles y el 21.4% correspondió a la producción de líquidos de gas natural de las plantas procesadoras.

Respecto al balance oferta – demanda agregada de los principales combustibles (GLP, gasolinas, diésel y petróleos industriales), se observa que en los primeros cuatro meses del 2017 éste fue negativo, lo que indica que la demanda fue mayor a la oferta. En efecto, según información del MEM, entre enero y abril de 2017 se ofertó un total de 201 MBPD de los combustibles mencionados pero, según información de la DSR de Osinergmin, se demandó 213 MBPD.

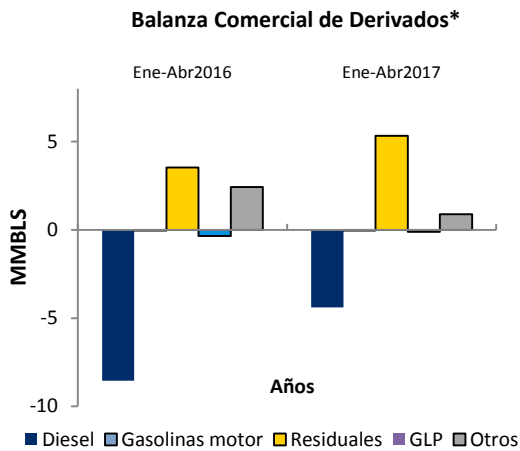
Entre el año 2013 y abril del 2017, el crecimiento de la oferta agregada de estos combustibles fue de 8.5%, mientras que la demanda creció 13.1%; la tasa de crecimiento promedio anual de la oferta agregada fue de 1.1%, mientras que la tasa de crecimiento promedio de la demanda fue de 3.8%. Por otro lado, la oferta de estos combustibles se llevó a cabo principalmente en las refinerías, las cuales tuvieron una participación de 79% en los cuatro primeros meses del 2017, mientras que las plantas procesadoras tuvieron una participación de 21%, menor al 23% registrado en el mismo periodo del 2016.

Tanto la oferta como la demanda de estos combustibles estuvieron conformadas principalmente por diésel y GLP. Entre enero y abril del 2017, se redujo la participación del diésel dentro de la cesta de combustibles tanto por el lado de la oferta como de la demanda. Así, la oferta representó 29% y la demanda 50%.

## Balanza comercial

Respecto al comercio internacional de combustibles, se observa que en los primeros cuatro meses del 2017 se mantuvo la dependencia de la importación del diésel, lo mismo con respecto a las gasolinas. El GLP volvió a tener déficit comercial. Por otro lado, mantuvimos nuestra posición como exportadores netos de residuales.

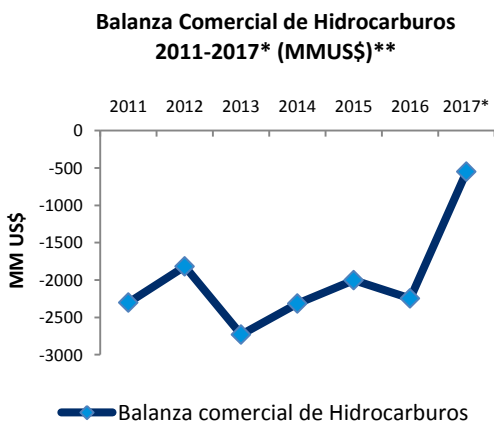
La balanza comercial volumétrica de derivados del petróleo de enero a abril de 2017 fue superavitaria (+6.8 MMBLS), con un incremento del 328% respecto al mismo período de 2016 (-2.99 MMBLS) debido a la reducción del déficit de la balanza de GLP y diésel, pero sobre todo al incremento en el superávit de la balanza



\* No considera crudo, LGN, ni GN.

\*\*\* Diésel incluye diésel 2, diésel 2B2/BA/50 PPM y B5

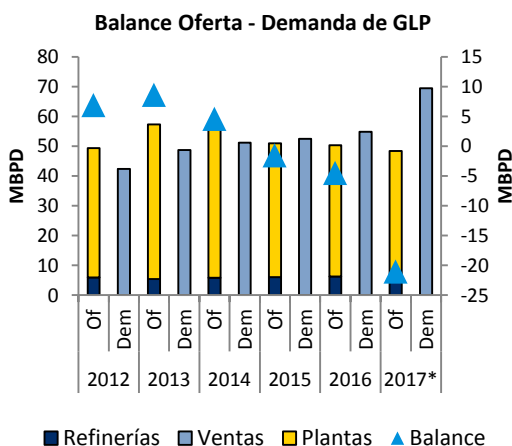
Fuente: MEM



\*Información de enero a abril.

\*\*No considera GN ni LGN

Fuente: MEM



\*Información de enero a abril

Nota: El eje derecho muestra el Balance

Fuente: MEM, DSR-GSE-Osinerghmin

de residuales de 3.5 MMBLS de enero a abril del 2016 a 5.3 en el mismo periodo del 2017.

En términos monetarios, la balanza comercial de crudo y derivados (sin LGN ni GN) fue deficitaria, alcanzando un valor de MMUS\$ 550.5 entre enero y abril del 2017, un 12.9% menor que el déficit registrado en el mismo periodo del 2016 (MMUS\$ 632.2).

En términos agregados, la balanza comercial conjunta de hidrocarburos y gas natural fue superavitaria de enero a abril del 2017 con 11.5 MMBLS, superior al superávit de 1.35 MMBLS en el mismo periodo del año previo.

Este aumento en los resultados en términos volumétricos cuando se agrega tanto al petróleo crudo como al gas natural se debió principalmente a un incremento de 19.2% en volumen de líquidos de gas natural, el cual entre enero y abril de 2017 representó aproximadamente el 53.6% del total de las exportaciones de combustibles, según datos del MEM.

### 3.2. Balances Desagregados

#### Balanza Oferta - Demanda

##### GLP

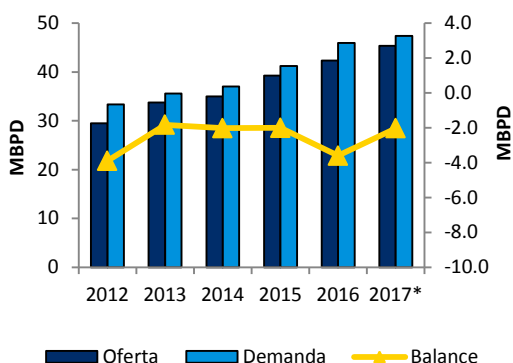
En primer lugar, el balance oferta - demanda del GLP entre el año 2013 y abril de 2017, en términos promedios diarios, se mantuvo positivo solo en los primeros dos años mostrando una tendencia a la baja desde el 2015 debido al mayor crecimiento de la demanda respecto de la oferta (5% y -0.4% promedio anual, respectivamente).

La oferta de GLP para los meses comprendidos entre enero y abril de 2017 fue de 48 MBPD, 3.9% menor que en el año 2016. El 89% de la producción de dicho combustible se llevó a cabo en las plantas de procesamiento y el 11% restante en las refinerías. Por su parte, la demanda de GLP entre enero y abril del 2017 totalizó 55 MBPD, cifra similar a la obtenida para el año 2016.

##### Gasolinas y gasoholes

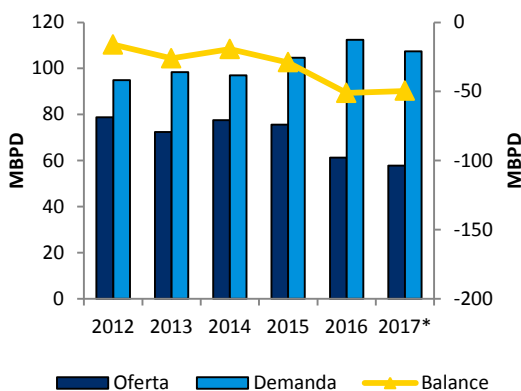
En segundo lugar, el balance oferta - demanda de las gasolinas y gasoholes (en adelante gasolinas) entre el año 2013 y abril de 2017, en términos promedios diarios, se mantuvo negativo.

## Balance Oferta - Demanda de Gasolinas



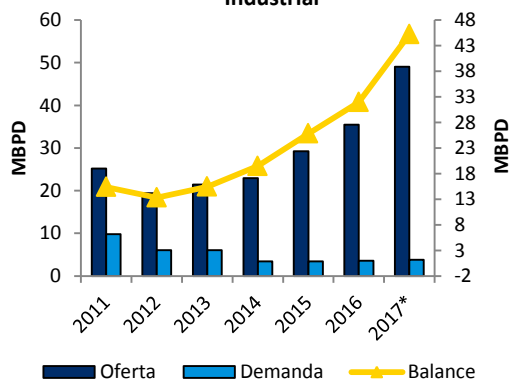
\*Información de enero a abril  
Nota: El eje derecho muestra el balance  
Fuente: MEM, DSR-GSE-Osinerghmin

## Balance Oferta - Demanda de Diesel



\*Información de enero a abril  
Nota: El eje derecho muestra el balance  
Fuente: MEM, DSR-GSE-Osinerghmin

## Balance Oferta - Demanda de Petróleo Industrial



\*Información de enero a abril  
Nota: El eje derecho muestra el balance  
Fuente: MEM, DSR-GSE-Osinerghmin

Durante este periodo, las tasas de crecimiento promedio anual de la oferta y de la demanda fueron de 9% y 7%, respectivamente.

La oferta en los primeros cuatro meses de 2017 fue de 45.4 MBPD, 7.1% mayor que en el año 2016. La oferta de gasolinas representó el 66% del total; mientras que los gasoholes, el 34%. Por su parte, la demanda de gasolinas entre enero y abril del 2017 totalizó 47.4 MBPD, 3.1% mayor que en el año 2016. El principal canal de distribución de las gasolinas fueron los establecimientos de venta al público, a través de los cuales se distribuyó el 97% de la venta de estos combustibles, el 3% restante se distribuyó entre los consumidores directos.

## Diésel

En tercer lugar, el balance oferta - demanda de diésel entre el año 2013 y abril de 2017, en términos promedios diarios, se mantuvo negativo. Durante este periodo, la oferta decreció a una tasa promedio anual de -6%, mientras que la demanda creció a 2.5%.

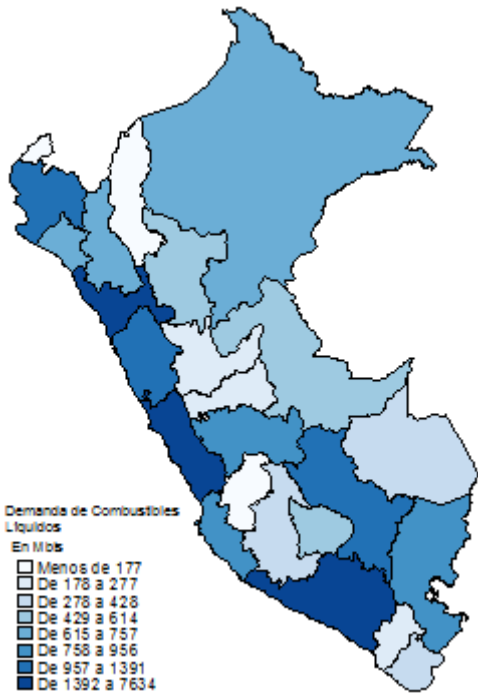
De esta forma, la oferta entre enero y abril de 2017 fue de 58 MBPD, 5.6% menor que en el año 2016. La oferta del diésel mezclado con biocarburantes representó la totalidad de ésta, lo que es explicado principalmente por la normativa y política energética nacional desde el año 2009.

Por su parte, la demanda de diésel en los primeros cuatro meses del 2017 totalizó 107 MBPD, 4.4% menor que lo demandado en el año 2016. El principal canal de distribución de diésel fue a través de los establecimientos de venta al público con el 63.9% de la venta de este combustible, el 33.5% se distribuyó entre los consumidores directos, el 2.5% por los distribuidores minoristas y el 0.1% en las embarcaciones.

## Petróleos Industriales (Residuales)

Por último, el balance oferta - demanda de los petróleos residuales entre el año 2013 y abril del 2017, en términos promedios diarios, se mantuvo positivo y mostró un comportamiento promedio de 28 MBPD. No obstante, es preciso indicar que durante este período, la demanda mostró un comportamiento decreciente y la oferta creciente. La demanda decreció en promedio 8.9% anual, mientras que por el lado de la oferta, ésta creció en 20.4% promedio anual.

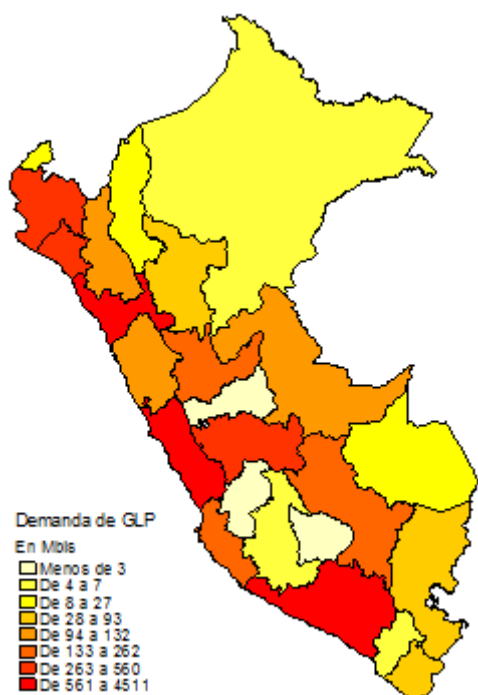
## Demanda nacional de principales combustibles líquidos\*, por regiones (Mayo 2017)



\* Incluye gasolinas, gasoholes, diésel y petróleos industriales

Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

## Demanda nacional de Gas Licuado de Petróleo (GLP), por regiones (Mayo 2017)



Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

Sin embargo, la oferta entre enero y abril del 2017 fue de 49 MBPD, 38.1% mayor que en el año 2016. La oferta de petróleo industrial estuvo conformada sólo por el Petróleo Industrial N° 6 y el N° 500 (43.9% y 56.1% de participación, respectivamente).

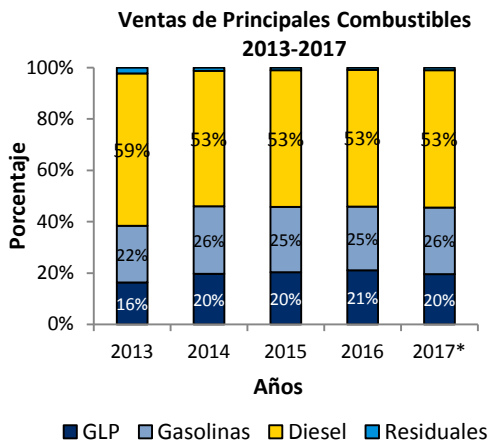
Por su parte, la demanda entre enero y abril de 2017 totalizó 3.8 MBPD, 7.7% mayor que en el año 2016, siendo conformada en 58% por Petróleo Industrial N° 6 y 42% por el N° 500.

### Distribución regional del consumo de los principales combustibles líquidos y GLP

La demanda de hidrocarburos líquidos mostró una elevada concentración en torno a los bloques de las regiones <sup>[10]</sup> de la Costa (70%), básicamente en la Costa centro (42%), lo cual ocurrió principalmente por la elevada participación de la región Lima en la demanda total de combustibles líquidos (33%), acorde a su participación dentro del PBI (44%).<sup>[11]</sup> A este bloque regional le sigue la Sierra con una participación de 21%, la Costa norte con un 14%, la Costa sur con un 14%, y la Selva con un 9%. A nivel regional, a Lima le siguen las regiones de Arequipa y La Libertad con 11% y 6%, respectivamente.

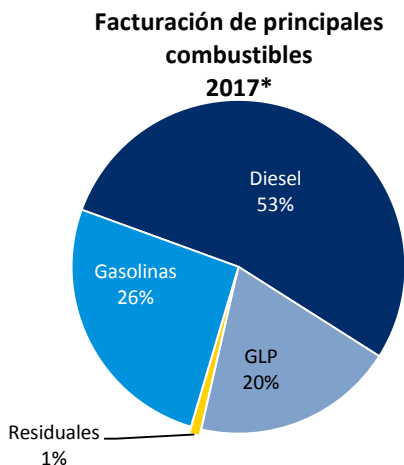
Para el caso de la distribución de la demanda de GLP, la concentración fue un poco más elevada que la de los combustibles líquidos. A nivel regional, la región de Lima concentró el 54% de la demanda, seguida de Arequipa con un 10% y La Libertad con un 8%, Junín y Piura con un 5% cada una, y Lambayeque con 4%. Tomando en cuenta la distribución por regiones naturales, se observa que la Costa centro tuvo la mayor concentración con una participación de 58%, seguida de la Costa norte con un 17%, la Costa sur con 11%, la Sierra con un 11% y la Selva con un 3%.

De esta manera, observamos que básicamente la demanda de combustibles líquidos y GLP se concentra en su gran mayoría en las regiones de la Costa; sin embargo, la participación de la Selva en dicha demanda es considerablemente baja, principalmente en el caso del GLP, llegando a ser casi nula en la región de Huancavelica, Pasco y Apurímac.



\*Información de enero a abril

Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin



\*Información de enero a abril

Total = 8 834.3 MMUS\$

Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

### Número de Establecimientos en el Sector Minorista Hidrocarburos Líquidos – Junio 2017

REGIÓN	Estaciones de servicio		Consumidores directos	
	N°	%	N°	%
COSTA	2235	50%	1368	81%
SIERRA	1491	34%	209	12%
SELVA	696	16%	122	7%
<b>TOTAL</b>	<b>4422</b>	<b>100%</b>	<b>1699</b>	<b>100%</b>

Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

### Facturación

En cuanto a la facturación de los principales combustibles,<sup>[12]</sup> ésta ha tenido un decrecimiento de 3.5% en el 2016 respecto al 2015, y facturó US\$ 8,834 millones. En tanto, en los primeros cuatro meses del 2017 se facturó US\$ 3245.6, 24.3% superior a similar periodo del 2016.

Entre los principales combustibles, el mayor valor de venta, en el periodo de enero a abril de 2017, correspondió al diésel con US\$ 1734.6 millones, y representó el 53% del total. Comparando con el mismo periodo para el año 2016, la facturación de este combustible aumentó 25%.

El segundo grupo de combustibles en importancia en valor de ventas fueron las gasolinás con US\$ 842.3 millones, representando el 26% del total. Respecto a los primeros cuatro meses del 2016, se obtiene que la facturación de este combustible aumentó 30.5%.

En el caso de la facturación de GLP, ésta representó el 19.6% del total con US\$ 635.7 millones, habiendo disminuido ligeramente su participación. Comparando con el mismo periodo de 2016, la facturación de este combustible se incrementó 12%.

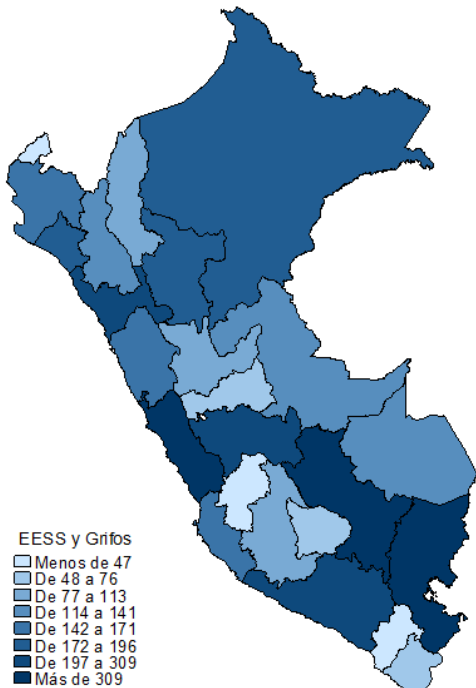
Por último, los residuales incrementaron su participación en la facturación pasando de 0.48% entre enero y abril de 2016 a 1% en el mismo periodo de 2017.

### 3.3 Agentes

El mercado interno minorista está caracterizado por la presencia de diversos agentes: transportistas, comercializadores y consumidores de hidrocarburos. En estos dos últimos grupos podemos encontrar principalmente a vendedores como las estaciones de servicios, grifos y locales de venta de GLP por un lado, y a los consumidores directos por el otro.

Lima concentra el mayor número de estaciones de servicio y grifos (rurales, flotantes, etc.) de hidrocarburos líquidos y GLP. En efecto, en el primer semestre del 2017, del total de las 4422 estaciones de servicio y grifos a nivel nacional, el 22% se ubicó en Lima y Callao, así como el 21% del total de locales de venta de GLP.

**Número de estaciones de servicio de hidrocarburos líquidos por departamento (Junio 2017)**



Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

**Gas Licuado de Petróleo (GLP)  
Junio 2017**

REGIÓN	Locales de Venta		Consumidores directos	
	N°	%	N°	%
COSTA	3040	39%	7140	91%
SIERRA	3748	48%	499	6%
SELVA	1053	13%	192	2%
<b>TOTAL</b>	<b>7841</b>	<b>100%</b>	<b>7831</b>	<b>100%</b>

Fuente: DSR-GSE-Osinerghmin

En el resto de departamentos, las participaciones son más homogéneas entre sí. Así, en relación a las estaciones de servicio de hidrocarburos líquidos se tiene a Puno (9%), Arequipa (7%), Cusco (7%) y Junín (6%) como los de mayor participación; mientras que entre los locales de venta de GLP se tiene a Puno (19%), Junín (7%), San Martín (7%), Cusco (6%), Cajamarca (5%), Huánuco (4%) y Lambayeque (4%).

Si se toma en cuenta la distribución de las estaciones de servicio de hidrocarburos líquidos según la región natural en la que se encuentran, podemos observar que la mayoría se sitúa en los departamentos de la Costa, con el 50%; mientras que en la Sierra y en la Selva se localizan el 34% y 16%, respectivamente.

En el caso de los consumidores directos de hidrocarburos líquidos, éstos estuvieron concentrados en similares departamentos y principalmente en la Costa con el 81% de participación; mientras que en la Sierra y en la Selva se encontraron el 12% y 7% de los consumidores directos, respectivamente.

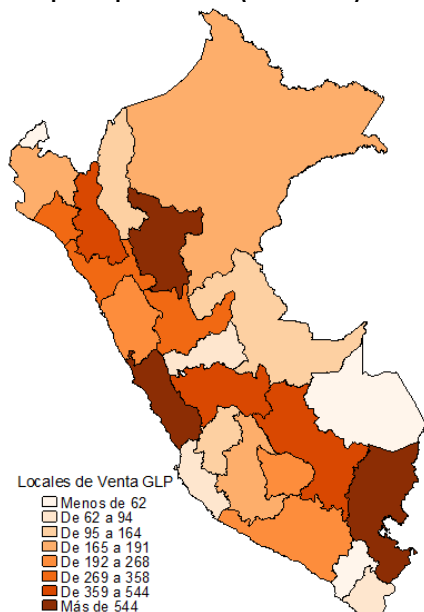
En el caso del mercado de GLP, los locales de venta de este combustible totalizaron 7841 locales formales en el primer semestre del 2017. El 39% se encontraba en la Costa, el 48% en la Sierra y el 13% en la Selva.

Por su parte, los consumidores directos de GLP totalizaron 7831 en el primer semestre de 2017, de los cuales el 65.6% se encontraba en el departamento de Lima, el 7.3% en Arequipa y el 7.1% en La Libertad.

Según la región natural, se puede observar que la gran mayoría de consumidores directos de GLP se encontraron en las regiones de la Costa (91%), mientras que en la Sierra se ubicaron el 6% y en la Selva, el 2%.

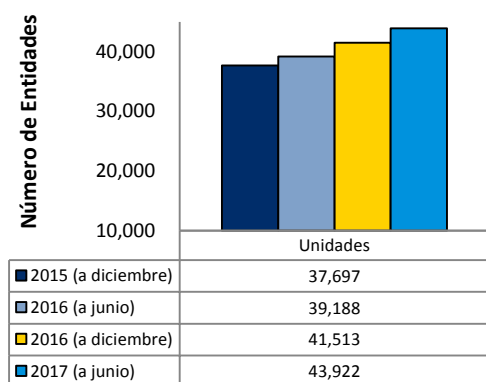
En relación a la evolución del número de establecimientos de hidrocarburos líquidos, se puede notar que ésta ha presentado una tendencia creciente. Para junio de 2017, el número de establecimientos fue 1.37 veces el que existía en junio de 2013. Entre diciembre de 2015 y diciembre de 2016 creció en 10%, mientras que entre diciembre de 2016 y junio de 2017 creció en 5.8%.

**Número de locales de venta de GLP por departamento (Junio 2017)**



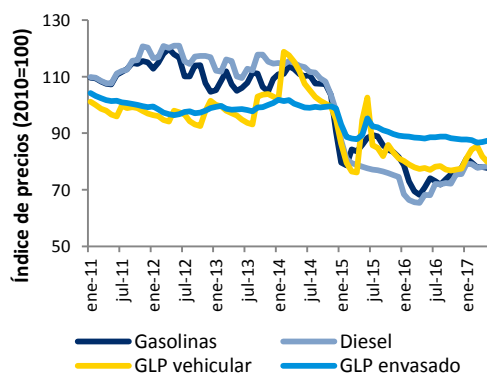
Fuente: DSR-GSE-Osinergrmin

**Número de agentes en la industria Hidrocarburos**



Fuente: MEM, Osinergrmin

**Precios de los combustibles**



Fuente: BCRP

Es importante destacar que en cuanto al acceso al GLP, a nivel nacional, el 85.4% de los hogares peruanos utilizan este combustible como fuente de energía en su hogar. Además, las regiones de la Costa son las que presentan unas proporciones mayores en relación a la Sierra y la Selva.<sup>[13]</sup>

Se puede concluir que la mayor demanda por combustibles líquidos y GLP en la Costa estaría asociada al mayor desarrollo de dichas regiones, en comparación con la Sierra y Selva. En efecto, la concentración poblacional en la Costa, el acceso a medios de transporte y la presencia de las más grandes empresas del sector explicarían la concentración tanto de la oferta como de la demanda en esta región.

### 3.4 Evolución de los precios

En los primeros cinco meses del 2017, se observa una tendencia decreciente en los precios de los combustibles líquidos y GLP; sin embargo, estos aún son mayores a los registrados en el primer semestre del 2016, en donde se apreció una constante caída, seguida de una recuperación en la segunda mitad de ese año.

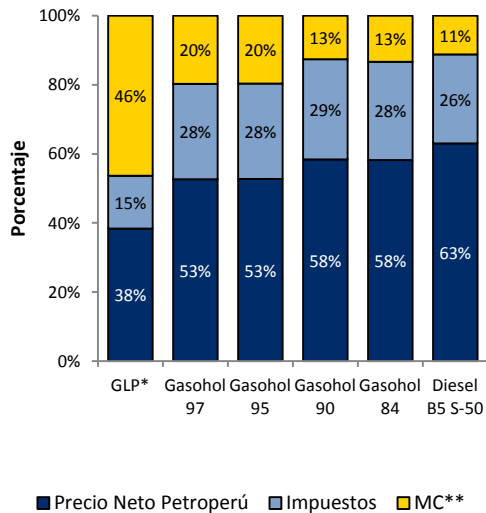
La recuperación vista en los de diésel, gasolinas y GLP vehicular en el segundo semestre del 2016, se ha venido debilitando en los primeros cinco meses del 2017. Entre mayo de 2016 y mayo de 2017, las gasolinas, el diésel y el GLP vehicular incrementaron sus precios en 10%, 15% y 3%, respectivamente; mientras que el precio del GLP envasado se redujo en 1%.

### Estructura de precios

Los tipos de impuestos que se aplican a los combustibles son variados. En el caso de las gasolinas, se aplica el impuesto al rodaje (IR), el impuesto selectivo al consumo (ISC) y el impuesto general a las ventas (IGV). Al diésel y residuales solo se les aplica el ISC y el IGV, mientras que al GLP sólo se le aplica el IGV.

Luego de sumar el IGV (incluyendo el IGV del margen), el ISC y el impuesto al rodaje, la carga tributaria total en los precios de los combustibles fue de 15% en el caso del GLP, 28% en el caso de las gasolinas, 26% en el diésel y 27% en los petróleos industriales a junio 2017.

**Estructura de precios de venta al usuario final de combustibles líquidos (Junio 2017)**

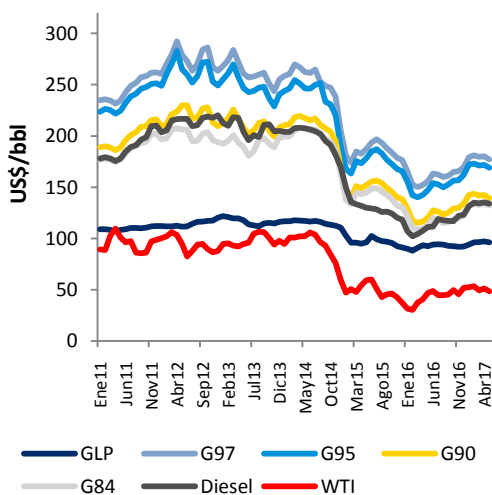


\*Precio expresado en soles por kilogramo.

\*\*MC: Margen comercial, definido como el precio final menos los impuestos y el precio neto PETROPERU

Fuente: MEM

**Evolución de precios de combustibles y WTI (Enero 2011 - Mayo 2017)**



Fuente: EIA y MEM

El margen comercial de los diferentes combustibles, resultado de la diferencia entre el precio de venta al usuario final y la suma del precio neto y los impuestos, representó los siguientes porcentajes: el margen del GLP correspondió al 46% del precio final, mientras que el de las gasolinas equivalió al 16% del precio, en promedio. Por último, el margen del diésel fue el menor con un 11% del precio final.

Por otro lado, es importante mencionar la evidente influencia del precio internacional en los precios locales de los combustibles. El último gráfico de esta página muestra el paralelismo en la evolución de los precios de los combustibles, especialmente las gasolinas, que siguieron la tendencia del precio internacional.

En el caso del precio del GLP en US\$ por barril, se observa una ligera tendencia decreciente a partir de enero de 2014, comportamiento explicado por el aumento del tipo de cambio promedio mensual de S/. 2.81 por dólar en enero de 2014 a S/. 3.27 en mayo de 2017, ya que en términos de moneda nacional el precio de GLP por galón se ha mantenido en un rango de valores pequeño. Desde el mes de marzo de 2016 se aprecia una ligera recuperación, mostrando en abril de 2017 un valor máximo similar al de setiembre de 2015.

### 3.5. Análisis financiero

#### PETROPERÚ

PETROPERÚ S.A. es una empresa estatal de derecho privado, íntegramente de propiedad del Estado Peruano. A la fecha de cierre, participaba en el downstream de la cadena de valor de la industria del petróleo, que comprende la refinación, transporte, distribución y comercialización a nivel nacional. Asimismo, a partir del mes de abril de 2013 ingresó al mercado de exploración y producción de hidrocarburos (upstream) con la oficialización de sus operaciones en el Lote 64 ubicado en Loreto.<sup>[14]</sup>

Para el primer trimestre del 2017, Petroperú obtuvo ganancias por S/. 212 millones, lo que representó un incremento de 20% con respecto al primer trimestre del 2016, que ascendió a S/. 176 millones. Este resultado está explicado básicamente por “el efecto a favor de MMS/ 96 del tipo de cambio, a Otros ingresos por MMS/ 29, derivados de indemnizaciones por incumplimientos contractuales, servicio de operaciones marítimas, ajuste de valor

## Ratios Financieros –PETROPERÚ

PETROPERÚ	Ratios	
I Trim	ROE (%) <sup>1/</sup>	ROA (%) <sup>2/</sup>
2016	4.7	1.7
2017	4.2	1.4

PETROPERÚ	Ratios	
I Trim	Liquidez <sup>3/</sup>	Solvencia <sup>4/</sup>
2016	0.3	1.7
2017	0.2	2.0

Fuente: SMV

1/ ROE = Utilidad neta / Patrimonio

2/ ROA = Utilidad neta / Total activos

3/ Prueba ácida = (Activo corriente – Inventarios) / Pasivo corriente

4/Endeudamiento patrimonial = Total pasivo / Patrimonio

## Ratios Financieros – RELAPASA

RELAPASA	Ratios	
I Trim	ROE (%) <sup>1/</sup>	ROA (%) <sup>2/</sup>
2016	1.2	0.5
2017	5.4	1.8

RELAPASA	Ratios	
I Trim	Liquidez <sup>3/</sup>	Solvencia <sup>4/</sup>
2016	0.3	1.6
2017	0.6	2.0

Fuente: SMV

1/ ROE = Utilidad neta / Patrimonio

2/ ROA = Utilidad neta / Total activos

3/ Prueba ácida = (Activo corriente – Inventarios) / Pasivo corriente

4/Endeudamiento patrimonial = Total pasivo / Patrimonio

presente de provisiones de remediación ambiental y a marzo de 2016 hubo una expropiación de un terreno en el Callao a favor del MTC; no obstante, estos factores fueron atenuados por el menor margen en la realización de inventarios por MMS/ 45, mayores gastos financieros por MMS/ 18 derivados de mayores financiamientos para capital de trabajo y mayor gasto por impuesto a la renta corriente y diferido por MMS/ 26 debido a la mayor utilidad del periodo enero-marzo 2017 y al aumento de la tasa del impuesto a la renta a partir del año 2017 a 29.5% (D.L. N° 1261).”<sup>[15]</sup>

Asimismo, el ROE y el ROA <sup>[16]</sup> empeoraron en relación al primer trimestre del 2016. De esta manera, el ROE pasó de 4.7% a 4.2% y el ROA pasó de 1.7% a 1.4%. Además, en el primer trimestre del 2017, Petroperú mostró una liquidez (prueba ácida) de 0.2; es decir, la empresa podía cubrir sus deudas de corto plazo en 0.2 veces con su activo corriente (sin considerar sus inventarios), cifra menor en 0.1 a la presentada en el primer trimestre del 2016.

La empresa tuvo también un ratio deuda/patrimonio de 2.0, lo que muestra que su endeudamiento supera ampliamente su patrimonio. Este ratio aumentó con respecto al primer trimestre del 2016 en 15%.

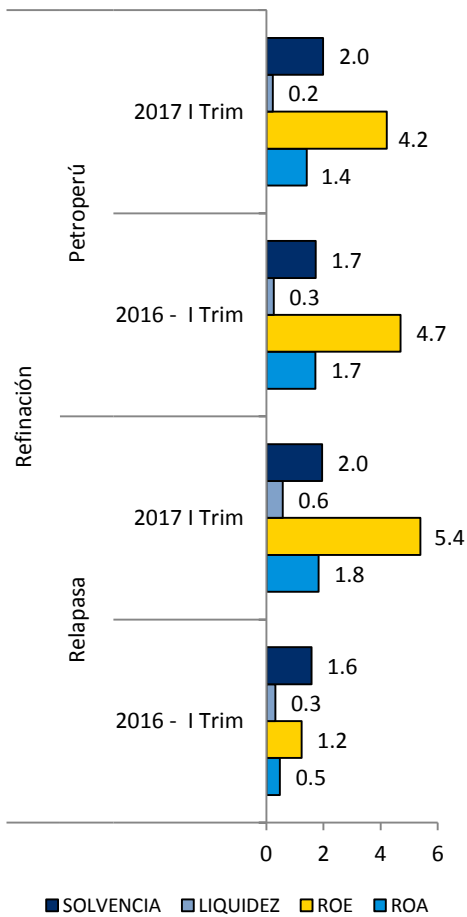
## Refinería La Pampilla (RELAPASA)

Refinería La Pampilla S.A.A. es una empresa subsidiaria de Repsol Perú B.V., una empresa subsidiaria a su vez de Repsol S.A. de España, que posee el 100% de las acciones del capital social de la Refinería al 31 de marzo del 2017. Está dedicada a la refinación, almacenamiento, comercialización, transporte y distribución de hidrocarburos, tales como el petróleo y sus derivados.

A partir de 2 de julio de 2012, la Refinería La Pampilla S.A.A. es parte del grupo de empresas que conforman el Índice de Principios de Buen Gobierno Corporativo para las Sociedades Peruanas.

Para el primer trimestre del 2017, la compañía obtuvo utilidades netas positivas por US\$ 30.5 millones, mayor a la cifra del primer trimestre del 2016 donde obtuvo utilidades por US\$ 6.1 millones. El incremento se explica por la mayor actividad de la Refinería debido a la “puesta en servicio del módulo de diésel del proyecto

Resumen de ratios financieros



Fuente: SMV

RLP21 en el mes de agosto del 2016, con un nivel de destilación de crudos de 9589 miles de barriles en el primer trimestre del 2017, superior en 60% a la destilación de 6002 miles de barriles para el mismo periodo de 2016. El incremento de actividad de destilación de crudo también ha permitido la operación de todas las unidades de procesos sobre el 90% de utilización. Además del crecimiento del volumen de ventas en 36%, principalmente por los productos de exportación en 134%, y en el mercado local en 2%; mayores ingresos financieros por el cobro de dividendos de su filial Recosac por importe de 5272 miles de dólares.<sup>[17]</sup>

Debido a los resultados mencionados, los ratios de RELAPASA mejoraron en relación a los del primer trimestre del 2016. El ROE pasó de 1.2% a 5.4% y el ROA pasó de 0.5% a 1.8%.

Asimismo, la prueba ácida arrojó un resultado de 0.6, que significa que la empresa podía cubrir sus obligaciones de corto plazo en 0.6 veces con su activo corriente, cifra mayor en 0.3 a la presentada en el primer trimestre del 2016.

Tuvo además un ratio deuda/patrimonio de 2.0; es decir, necesitaba 2.0 veces su patrimonio para poder respaldar el total de sus obligaciones. Dicho ratio se incrementó respecto al del primer trimestre del 2016 debido al incremento mayor del pasivo total en 40.8% en comparación al incremento de 13.9% del patrimonio.

#### 4. Perspectiva del mercado de hidrocarburos líquidos

A pesar de la esperada recuperación del precio internacional del petróleo, no se espera que tenga un importante impacto en la actividad petrolera en el Perú a corto plazo. Ello porque en el Perú la baja rentabilidad, los altos costos de inversión y el marco social e institucional exigen precios del crudo superiores respecto a lo estimado por los principales organismos y bancos de inversión para los próximos años.

Los precios de los combustibles a nivel doméstico han reflejado la tendencia de lo que ocurre con los precios internacionales del petróleo, en especial el del WTI; sin embargo, la magnitud de los cambios muestra asimetría, siendo mayor el traslado a los precios locales de las subidas de los precios internacionales, que las reducciones respectivas.

Este es un fenómeno que responde a muchos factores y Osinergmin contribuye con dar mayor transparencia al mercado a través de la publicación de los precios referenciales y difundir los precios a usuarios finales (por ejemplo, a través del aplicativo *facilito*).

La producción de petróleo en el Perú refleja lo que sucede en el mercado: pocos jugadores que concentran más de la mitad de la producción; así como mayor carga importada de crudo y una caída continua de la producción del commodity.

De acuerdo a la filosofía de Osinergmin de mantener una postura de “puertas abiertas” a los *stakeholders*, la institución está (o se mantendrá) en un trabajo conjunto tanto con otras instituciones como Perupetro o el MEM —para no duplicar esfuerzos innecesariamente— así como con el privado para sobrellevar la situación de corto plazo y tener una mirada prospectiva de largo plazo.

Los balances de oferta – demanda muestran que en la mayoría de combustibles se viene incrementando el déficit volumétrico, lo que hará más relevante dar mayor transparencia en la formación de precios de los combustibles y perfeccionar la banda de precios, a fin de proteger a los usuarios de las volatilidades de los precios internacionales.

# Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos

Primer Semestre del 2017

Año 6 – N° 10 – Julio de 2017

Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE



Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

## Resumen de las principales variables del Sector Hidrocarburos en el Perú

	Detalles	Unidades	2015	2016	Enero – Abril 2017
<b>Variables</b>					
<b>Cobertura</b>	GLP envasado (1)	% de hogares	78.7	78.3	80.7
	N° Vehículos a nivel nacional (2)	Cantidad	2 544 133	2 661 719	N.D.
<b>N° Agentes de la cadena de comercialización (3)</b>	Instalaciones de producción de combustibles líquidos	Cantidad	6	6	6
	Instalaciones de producción de GLP	Cantidad	6	6	6
	Agentes que participan en el <i>upstream</i> (4)	Cantidad	18	15	17
	Consumidores directos combustibles líquidos (5)	Cantidad	1652	1701	1699
	Estaciones de Servicios/Grifos (5)	Cantidad	4133	4311	4422
	Locales de Venta (5 y 6)	Cantidad	6005	6843	7841
	Consumidores directos de GLP (5)	Cantidad	7034	7477	7831
<b>Ventas de Hidrocarburos</b>	GLP	MBPD	52.44	54.85	54.82
	Combustibles líquidos (6)	MBPD	149.34	161.87	158.61
<b>Facturación</b>	GLP	mill. US\$	1865.17	1856.70	635.69
	Diesel	mill. US\$	4875.02	4699.70	1734.64
	Gasolina 84	mill. US\$	552.46	424.09	147.33
	Gasolina 90	mill. US\$	1183.38	1166.38	446.46
	Gasolina 95 (6)	mill. US\$	400.11	431.88	180.49
	Gasolina 97	mill. US\$	189.65	176.31	68.02
	Residual 5	mill. US\$	-	0.00	0.00
	Residual 6	mill. US\$	52.77	47.04	19.22
	Residual 500	mill. US\$	35.80	32.15	13.73
	Total	mill. US\$	9154.37	8834.26	3245.58
<b>Ratios</b>	RELAPASA		<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017 I Trim</b>
	ROA	%	2.39	2.86	1.83
	ROE	%	6.28	8.34	5.40
	PETROPERÜ		<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017 I Trim</b>
	ROA	%	5.35	3.01	1.41
	ROE	%	15.69	10.65	4.22
<b>Participación privada</b>					
<b>Refinación</b>	GLP	% producción	91.8	91.8	93.1
	Combustibles Líquidos (7)	% producción	44.4	52.0	59.0
<b>Almacenamiento</b>	Plantas de Abastecimiento Combustibles Líquidos (7)	%	88.2	88.2	95.5
	Plantas de Abastecimiento de GLP	%	99.0	99.5	97.5
<b>Ventas en el mercado interno</b>	Comercialización de GLP	% Ventas	78.5	74.5	79.1
	Comercialización de Combustibles Líquidos (7)	% Ventas	33.5	32.5	32.9

(1) Valores obtenidos de la Encuesta Nacional de Hogares – INEI 2015(anuales), 2016 (IV Trimestre) y 2017 (I Trimestre). A la fecha de publicación se encuentra disponible la ENAHO al I trimestre de 2017.

(2) Cantidad de vehículos estimado por el MTC para el 2016.

(3) Información obtenida del Registro de Hidrocarburos de la DHL.

(4) Es el total de agentes tanto en la exploración como en la explotación. Para el primer caso se ha tomado el número de empresas que de acuerdo con el MEM han perforado pozos exploratorios (2017); mientras que para la explotación, se ha tomado la producción de hidrocarburos de los informes mensuales de PERUPETRO (Abril 2017).

(5) Se actualizó el dato a junio de 2017.

(6) Corresponde al número de locales de venta de GLP de acuerdo al Registro de Hidrocarburos de Osinerghmin.

(7) Combustibles líquidos: gasolinas y gasoholes, diésel y petróleos industriales.

Fuentes: Instituto Nacional de Estadística e Informática (INEI), Ministerio de Energía y Minas (MEM), Ministerio de Transportes y Comunicaciones (MTC), Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería (Osinerghmin), Superintendencia del Mercado de Valores (SMV).

## Notas

- [1] La fecha de corte para la recopilación de la estadística presentada en este reporte fue el 30 de junio de 2017.
- [2] A la fecha de publicación del presente reporte, no se encuentran disponibles las cifras oficiales al año 2016.
- [3] La regalía petrolera es el importe en dinero que el contratista paga al Estado, a través de PERUPETRO, por el derecho que el Estado le otorga para extraer y disponer de los hidrocarburos que se producen en el área de contrato y está en función del volumen de producción y del precio con el que ésta producción es valorizada, según reglas de mercado.
- [4] Proyección de Bloomberg.
- [5] La Primavera Árabe o "Revolución democrática árabe" corresponde a una serie de alzamientos populares en los países árabes acontecidos entre 2010 y 2013 caracterizados por un reclamo democrático y de una mejora sustancial de las condiciones de vida.
- [6] A la fecha de publicación, Bloomberg ha publicado cifras de producción y consumo al 2016.
- [7] Las proyecciones provienen del "Medium-Term Oil Market Report 2016" de la International Energy Agency (IEA).
- [8] La información de reservas corresponde a la publicada por el Ministerio de Energía y Minas en el Libro Anual de Recursos de Hidrocarburos 2016. Disponible en:  
<http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/file/Hidrocarburos/publicaciones/LR%202016.pdf>
- La información de inversión corresponde a la publicada por Perupetro en su informe Estadística Petrolera Mensual. Disponible:  
<http://www.perupetro.com.pe/wps/wcm/connect/18984421-fb16-4a60-acca-2975537af264/2017-04+Informe+Mensual+de+Actividades.pdf?MOD=AJPERES&CACHEID=ROOTWORKSPACE18984421-fb16-4a60-acca-2975537af264>
- [9] Semana Económica (2017). Disponible en <http://semanaeconomica.com/article/sectores-y-empresas/energia/224512-inversion-en-exploracion-y-explotacion-de-hidrocarburos-cayo-a-su-menor-nivel-en-seis-meses/>
- [10] Se consideran los bloques regionales de la Costa norte (La Libertad, Lambayeque, Piura y Tumbes), Costa Centro (Áncash, Ica y Lima), Costa sur (Arequipa, Moquegua y Tacna), Sierra (Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Cusco, Huancavelica, Huánuco, Junín, Pasco y Puno) y la Selva (Amazonas, Loreto, Madre de Dios, San Martín y Ucayali).
- [11] La participación de Lima en el PBI nacional es calculado a partir de la información del INEI al año 2015, disponible en:  
<https://www.inei.gob.pe/estadisticas/indice-tematico/producto-bruto-interno-por-departamentos-9089/>
- [12] La facturación se estimó como el producto de la demanda nacional de combustibles y los precios de los mismos.
- [13] A partir del análisis de la información disponible en la base de datos de la Encuesta Residencial de Consumo y Usos de Energía (ERCUE) 2016.
- [14] Mediante Decreto Supremo N° 011-2013-EM el gobierno aprobó la cesión del contrato de licencia para la exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64, por las empresas Talismán Perú y Hess Perú a favor de Petroperú.
- [15] Fuente: Análisis y discusión de la gerencia de Petroperú de los resultados financieros al I trimestre del año 2017, publicado en la SMV. Disponible en  
<http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Analisis%20y%20Discusion%20al%2031Mar2017.pdf>
- [16] El indicador ROA (Return on Assets) o retorno sobre los activos permite medir las utilidades como porcentaje de los activos de la empresa. Por otra parte el indicador ROE (Return on Equity) o rentabilidad del patrimonio permite medir la rentabilidad de una compañía calculando las utilidades como porcentaje del patrimonio de la empresa.
- [17] Fuente: Análisis y discusión de la gerencia de Relapasa de los resultados financieros al 31 de marzo de 2017, publicado en la SMV. Disponible en <http://www.smv.gob.pe/ConsultasP8/temp/Informe%20-%20Final1T17.pdf>

## Abreviaturas utilizadas

BVL	Bolsa de Valores de Lima
D.L.	Decreto Legislativo
EIA:	U.S. Energy Information Administration
ERP:	Enterprise Resource Planning
DSR	División de Supervisión Regional
GLP:	Gas licuado de petróleo
GN:	Gas natural
GSE:	Gerencia de Supervisión de Energía
IBGC	Índice de Buen Gobierno Corporativo
IEA:	International Energy Agency
IGV:	Impuesto General a las Ventas
INEI:	Instituto Nacional de Estadística e Informática
IR:	Impuesto al Rodaje
ISC:	Impuesto Selectivo al Consumo
LGN:	Líquidos de gas natural
MBLS:	Miles de barriles
MBPD:	Miles de barriles por día
MEM:	Ministerio de Energía y Minas
MMBPD:	Millones de barriles por día
MMBLS:	Millones de barriles
MMUS\$:	Millones de dólares estadounidenses

# Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos

Primer Semestre del 2017

Año 6 – N° 10 – Julio de 2017

Gerencia de Políticas y Análisis Económico - GPAE



MTC:	Ministerio de Transportes y Comunicaciones
OECD:	Organization for Economic Co-operation and Development
ONP	Oleoducto Nor Peruano
PBI:	Producto Bruto Interno
Petroperú:	Petróleos del Perú S.A.
Relapasa:	Refinería la Pampilla S.A.
ROA:	Return on assets
ROE:	Return on equity
RSMMH:	Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos
SCOP:	Sistema de Control de Órdenes de Pedidos de Osinergmin
SMV:	Superintendencia del Mercado de Valores
US\$:	Dólares estadounidenses
US\$/bbl:	Dólares estadounidenses por barril
WTI:	West Texas Intermediate

**Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería – Osinergmin**

**Gerencia de Políticas y Análisis Económico – GPAE**

**Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos. Primer Semestre del 2017.**

**Año 6 – N° 10 – Julio del 2017**

**Alta Dirección**

Daniel Schmerler Vainstein                      Presidente del Consejo Directivo

Julio Salvador Jácome                              Gerente General

**Equipo de Trabajo de la GPAE que preparó el Reporte**

Jorge Montesinos Córdova                      Gerente (e) de Políticas y Análisis Económico

Ricardo de la Cruz Sandoval                      Especialista

Melissa Llerena Pratolongo                      Analista

Cristian Bancayan Navarro                      Pasante

El contenido de esta publicación podrá ser reproducido total o parcialmente con autorización de la Gerencia de Políticas y Análisis Económico de Osinergmin. Se solicita indicar en lugar visible la autoría y la fuente de la información. Todo el material presentado en este reporte es propiedad de Osinergmin, a menos que se indique lo contrario.

Citar el reporte como: *Reporte Semestral de Monitoreo del Mercado de Hidrocarburos. Primer Semestre del 2017, Año 6 – N° 10 – Julio 2017.* Gerencia de Políticas y Análisis Económico, Osinergmin – Perú.

Osinergmin no se identifica, necesariamente, ni se hace responsable de las opiniones vertidas en el presente documento. Las ideas expuestas en este documento pertenecen a sus autores. La información contenida se considera proveniente de fuentes confiables, pero Osinergmin no garantiza su completitud ni su exactitud. Las opiniones y estimaciones representan el juicio de los autores dada la información disponible y están sujetos a modificación sin previo aviso. La evolución pasada no es necesariamente indicador de resultados futuros. Este reporte no se debe utilizar para tomar decisiones de inversión en activos financieros.