

Petroperú¹ Informe de Resultados 2017

Lima, Perú, 28 de Mayo, 2018: Petroperú (OTC: PETRPE) anunció los resultados financieros y operativos para el período finalizado el 31 de Diciembre de 2017 ("2017"). Para un análisis completo, consulte los Estados Financieros Auditados 2017² disponibles en la página web de la Superintendencia de Mercado de Valores del Perú – SMV (www.smv.gob.pe).

Descargo de responsabilidad y referencias aplicables: La información contenida en esta presentación es información general sobre Petróleos del Perú - Petroperú S.A. ("Petroperú" o la "Compañía") y no pretende constituir asesoramiento u opiniones legales, fiscales o contables. Esta presentación fue preparada por Petroperú con el propósito de proporcionar cierta información financiera y otra información relevante de la Compañía. Petroperú no se responsabiliza por cualquier error u omisión en dicha información, incluidos los cálculos, proyecciones y pronósticos financieros establecidos en este documento. Esta presentación contiene proyecciones, pronósticos, supuestos, estimaciones u otras declaraciones prospectivas. Estas declaraciones prospectivas se encuentran en varios lugares a lo largo de esta presentación e incluyen, sin limitación, declaraciones sobre nuestro desarrollo comercial y desempeño económico futuro, declaraciones sobre el tiempo y el costo de completar el Proyecto de Modernización de la Refinería Talara, los futuros financiamientos y expectativas de Petroperú con respecto a la capacidad y utilización, entre otros. Si bien Petroperú considera que estas declaraciones se basan en supuestos actuales y expectativas razonables, no se puede asegurar que se lograrán los resultados futuros a los que se refieren las declaraciones prospectivas. Advertimos que tales proyecciones o declaraciones prospectivas son, y estarán, según sea el caso, sujetas a muchos riesgos, incertidumbres y otros factores que pueden causar que los resultados reales sean significativamente diferentes de cualquier resultado futuro expresado o implícito en tales proyecciones o declaraciones prospectivas. La Compañía renuncia expresamente a cualquier deber de actualizar cualquiera de las declaraciones prospectivas, u otra información, contenida aquí. Los resultados reales podrían diferir significativamente de las expectativas expresadas por las proyecciones y declaraciones prospectivas contenidas en este documento. Toda información contenida en esta presentación se refiere a Petroperú, a menos que se indique lo contrario. Ciertos datos en esta presentación se obtuvieron de diversas fuentes externas, y ni Petroperú ni ninguno de sus afiliados ha verificado dichos datos con fuentes independientes. Esta presentación contiene medidas financieras de las NIIF "Normas Internacionales de Información Financiera" utilizadas por la administración de Petroperú al evaluar los resultados de las operaciones. La administración de Petroperú considera que estas medidas también proporcionan a los usuarios de los estados financieros comparaciones útiles de los resultados actuales de las operaciones con períodos históricos y futuros. Las medidas financieras no IFRS no deben interpretarse como más importantes que las comparables medidas NIIF.

1. RESUMEN EJECUTIVO

En 2017 fue posible alinear los procesos constructivos y cerrar, en gran medida, el monto del financiamiento del Proyecto de Modernización Refinería de Talara (PMRT), así como realizar una exitosa colocación de bonos en los mercados internacionales. Se reinició progresivamente la operación del Oleoducto Nor Peruano (ONP), efectuando las labores de mantenimiento que le permiten operar con una adecuada gestión del riesgo. Fue diseñada e implementada una nueva estructura organizacional sobre la base de un proceso de reorganización administrativa que incluye la creación de un Sistema de Integridad y el fortalecimiento del Buen Gobierno Corporativo. Todo ello se logró a pesar de haber arrastrado aún los serios problemas que enfrentaba la Compañía en 2016, basados en los riesgos en el financiamiento del PMRT y el cese temporal del funcionamiento del ONP.

Es en ese contexto que se exponen en el presente Informe, los resultados financieros, operativos, comerciales y de gestión de la empresa, no sin antes mencionar dos aspectos importantes que motivaron a la Compañía solicitar a la SMV la excepción del plazo (31.03.2018) para presentar su información financiera individual auditada anual y memoria anual, con sus respectivos anexos, correspondientes al ejercicio económico 2017. El primero de ellos, la designación de nuevos auditores financieros externos, efectuada por la Contraloría General de la República el 18.12.2017; y el segundo, la adopción de la moneda dólar de los Estados Unidos de Norteamérica como Moneda Funcional de PETROPERÚ, en vista de que el mayor peso en el entorno económico de PETROPERÚ está dado por la influencia de esta moneda, principalmente por el cambio en la estructura de financiamiento, sus flujos y obligaciones futuras a partir del 01.01.2017.

1.1. PRINCIPALES ASPECTOS FINANCIEROS

- El Flujo de Caja al final de 2017 alcanzó US\$ 666.1 MM comparado con US\$ 74.0 MM a fines de 2016, como resultado de la obtención de los US\$ 2,000.0 MM en bonos internacionales durante el 2T17. Cabe resaltar que, durante el 3T16, la posición de liquidez de la Compañía fue débil, ya que, mientras el PMRT avanzaba fue financiado, principalmente, con deuda a corto plazo y deuda con proveedores.
- La Utilidad Neta en el 2017 fue de US\$ 185.1 MM comparada con US\$ 40.7 MM en el 2016. Debido principalmente, al buen desempeño que tuvo la empresa en cuanto a las ventas lo que a su vez derivó en un mayor Margen Operativo.
- La Utilidad Operativa creció de US\$ 105.7 MM en el 2016 a US\$ 298.6 MM en el 2017, debido, principalmente al incremento del Ingreso por Ventas y Otros Ingresos por la devolución de intereses de SUNAT del reclamo realizado por PETROPERÚ referente al caso de importación de combustible Turbo A1.

¹ Petróleos del Perú-PETROPERÚ S.A. (en adelante "PETROPERÚ" o "la Compañía").

² Estados Financieros Auditados por el período anual 2017 terminado en Diciembre 31, 2017. A menos que se indique lo contrario, todas las cifras financieras son auditadas, presentadas en Dólares Americanos y referencias a "Dólares" o "US\$". Nuestros estados financieros anuales han sido preparados de acuerdo con las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el IASB (International Accounting Standards Board).



- El EBITDA³ ajustado para 2017, se redujo de US\$ 376.6 MM en el 2016 a US\$ 347.3 MM YoY⁴. Esta reducción se explica debido a que la empresa obtuvo un Margen Bruto en el 2017 de 14.5% menor al registrado en el 2016 (16.4%); sin embargo, la empresa mantiene aún el buen desempeño que ha venido desarrollando en los últimos tres años (promedio de 13.3%), explicado, principalmente, por la realización de inventarios a precios mayores YoY. Los principales motivos por el cual el EBITDA no se ha incrementado es que ha habido un mayor volumen de compras que sumado al incremento en los precios, no permite generar mayores Márgenes, así como también por una reversión de una provisión por deterioro de activos del ONP.
- Durante el 2017, los ingresos aumentaron en 19.5% comparado con el 2016, impulsados principalmente por el aumento de precios YoY. Los Ingresos Nacionales crecieron 19.0% YoY, mientras que las Exportaciones crecieron 48.5% YoY, tomado en consideración que las Ventas Locales tienen una mayor participación en los Ingresos Totales que las Exportaciones.
- El Volumen Total de Ventas pasó a 145.2 MBDC⁵ en el 2017 de 145.3 MBDC en el 2016, concentrándose en el mercado interno el 86% de las ventas (124.9 MBDC). El volumen de productos refinados alcanzó 104.7 MBDC en el 2017.

1.2. PRINCIPALES ASPECTOS OPERACIONALES, COMERCIALES Y DE GESTIÓN

El PMRT mostró un avance físico global de 66.6% vs 77.7% programado, debido al menor avance en Construcción y Procura, toda vez que existieron retrasos en los trabajos de modificación de tanques, montaje de tuberías, además aún no se inician los trabajos de las Unidades Auxiliares e inversiones complementarias, los cuales se encuentran en proceso de recopilación de documentación para su firma.

La ejecución del Contrato EPC (Ingeniería, Procura y Construcción por sus siglas en Inglés) de las Unidades de Proceso del PMRT está a cargo de Técnicas Reunidas, con la que PETROPERÚ S.A. ha suscrito un contrato a suma alzada por un monto de US\$ 2,730 MM y un plazo de 5 años contados a partir del 5 de Junio de 2014, el cual comprende también la puesta en servicio de dichas unidades de proceso de la nueva refinería, cuyo nuevo plazo es ahora hasta 2020.

La Ingeniería, Procura y Construcción de las Unidades Auxiliares, estará a cargo de la ganadora de la Buena Pro, el Consorcio COBRASCL UA&TC, conformado por las compañías "Cobra Instalaciones y Servicios S.A." y "Sinohydro Corporation Limited".

En cuanto a su financiamiento, la estructura financiera de largo plazo contempla la emisión de bonos, financiamiento bancario garantizado por la agencia de crédito a la exportación "Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE⁶)", aporte de capital por US\$ 316 MM en virtud del D.L. N° 1292 del 30 de Diciembre de 2016 y recursos propios. En línea con lo anterior, se registran los siguientes avances al 2017:

- Mediante D.S. N° 005-2017-EF se autorizó transferir el monto de S/ 1,056 MM, para financiar el aumento de capital de PETROPERÚ S.A. para la ejecución del PMRT, de conformidad con lo dispuesto en el D.L. N° 1292 del 30 de Diciembre de 2016.
- Primera emisión internacional de bonos por US\$ 2,000 MM.

El 12 de Junio del 2017 finalizó exitosamente la emisión de US\$ 2,000 MM mencionada líneas arriba, en los mercados internacionales de deuda. La transacción se realizó en dos tramos: US\$ 1,000 MM a 15 años de plazo y una tasa de 4.750% anual, y US\$ 1,000 MM a 30 años de plazo y una tasa de 5.625% anual, en ambos casos con pago único al vencimiento. Los bonos se emitieron sin garantía del Estado Peruano.

La aprobación, por parte del Ministerio de Economía y Finanzas, para que PETROPERÚ pueda realizar la operación de endeudamiento externo con la banca internacional con la garantía de CESCE por US\$ 1,300 MM, está camino a su culminación, pues se estima que pueda concretarse a inicios del año 2018.

Respecto a las operaciones de las otras refinerías de PETROPERÚ, incluyendo la actual Refinería de Talara, su producción total respecto al año anterior fue ligeramente mayor explicada principalmente por el incremento de la demanda de gasolinas/gasoholes 90, 95 y 97, así como la mayor producción de GLP, para atender la demanda.

³ EBITDA es definido como Ingresos Netos más Impuesto a la Renta más Participación de los Trabajadores menos los Ingresos Financieros más el Costo Financiero más Amortización y Depreciación. El EBITDA ajustado se define como: EBITDA más los Otros Ingresos y Gastos Netos y las diferencias de cambio netas.

⁴ YoY: Compara los resultados financieros del periodo actual con los de similar periodo del año anterior.

⁵ MBDC: Miles de Barriles por Día Calendario

⁶ Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación.

Reporte Financiero



En el ámbito comercial, PETROPERÚ se ha mantenido durante la última década, en el rango de participación de mercado de 47% a 51%; siendo en el 2017 de 50%. Esto coloca a PETROPERÚ como la empresa líder del mercado de combustibles, al tener su competidor más cercano 28% de participación. Asimismo, en la presente década nuestro crecimiento ha sido de 42% desde el 2010 (ó 5.3% anual) versus 31% (3.8% anual) de la competencia, lo que significa que hemos crecido en promedio más que nuestros competidores.

Somos líderes en la comercialización de diesel y gasolinas en el mercado, con una participación de 60% y 65% respectivamente. Asimismo, las ventas de estos dos productos representan 99.1 MBDC, lo que equivale al 80% de las ventas totales de PETROPERÚ (incluido asfaltos y solventes). Estratégicamente, el diesel y las gasolinas son los productos más importantes de la empresa y los comercializamos principalmente a través de mayoristas, retail (Petrored⁷ y estaciones blancas⁸) y minería.

Respecto al ONP, luego de la inspección de los trabajos de reparación y mantenimiento de la tubería y el levantamiento de los mandatos de OSINERGMIN⁹, se reinició, en diferentes fechas, el bombeo en todos sus tramos.

PETROPERÚ le amplió el plazo a Techint¹⁰ para entregar su propuesta técnica y económica, por 90 días adicionales, el cual vence el 10.01.2018. PETROPERÚ firmó un Acuerdo de Intenciones con Techint para evaluar la posibilidad de suscribir un Contrato de Asociación en Participación para la puesta en valor del ONP.

Respecto a las actividades de exploración y producción, como se sabe, PETROPERÚ es socio no operador en el Lote 64 producto de la cesión de posición contractual a favor de GeoPark¹¹ en el Contrato de Licencia (01.12.2016). GeoPark viene realizando actividades relacionadas al Estudio de Impacto Ambiental para el desarrollo del Yacimiento Situche Central, así como actividades para el Programa Exploratorio teniendo como objetivo inicial poner en producción los pozos SC-3X y SC-2X, y la perforación de un pozo exploratorio. Respecto al Lote 192, a Diciembre 2017, el Lote es operado por Pacific Stratus Energy (actual Frontera Energy¹²) con un Contrato de Servicios Temporal de dos (02) años; PETROPERÚ previa evaluación y negociación directa con Perupetro S.A.¹³ podría suscribir el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 192. PETROPERÚ entró a un proceso de negociación con Frontera Energy a fin de operar el Lote de manera conjunta, el cual no progresó por no existir las condiciones adecuadas para ello en ese momento. PETROPERÚ solicitará a Perupetro S.A. ser calificado como empresa petrolera, para luego ser convocado a una negociación directa de los términos y condiciones del Contrato de Licencia.

En el año 2017 se aprobó la nueva estructura básica de PETROPERÚ, conformándose las Gerencias Corporativas Gestión Social y Comunicaciones y Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional, evidenciando la decisión estratégica de la compañía de incluir la gestión social y ambiental como variables de suma importancia para la continuidad del negocio y para la toma de decisiones.

En este sentido, PETROPERÚ mantiene su compromiso constante con las comunidades aledañas a las Estaciones de Bombeo del ONP a través de las actividades de proyección a la comunidad, realización de talleres productivos, charlas educativas, charlas médicas y psicológicas impartidas a los pobladores de la zona.

En materia social, se elaboró un Plan de Gestión Social, que engloba a las actividades de todas las operaciones de la Empresa a nivel nacional bajo un enfoque intercultural, que le permite incorporar las distintas visiones de los diversos grupos humanos que conviven en el entorno de las operaciones; así como enmarcar diferentes compromisos como la cero tolerancia a la contratación de mano de obra infantil y el empoderamiento de la mujer.

En materia ambiental, durante el 2017 la Compañía concluyó el proceso de identificación de sitios posiblemente contaminados que superen los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo en sus emplazamientos. Asimismo, PETROPERÚ continuó la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el ONP durante el 2016.

⁷ Red de Estaciones afiliadas que venden nuestros combustibles y llevan el logo y los colores de Petroperú.

⁸ Red de Estaciones que venden nuestros combustibles pero que no llevan el logo ni los colores de Petroperú.

⁹ OSINERGMIN: Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

¹⁰ Techint Engineering & Construction brinda servicios de administración, ingeniería, adquisición y construcción a nivel mundial para proyectos a gran escala en los sectores de plantas industriales y de obras públicas de petróleo y gas, energía, minería, infraestructura y arquitectura. <http://www.techint-ingenieria.com/en/about-us>

¹¹ GeoPark: Compañía independiente líder en Latinoamérica en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con activos y con plataformas de crecimiento en Chile, Colombia, Brasil, Perú y Argentina. www.geo-park.com

¹² Frontera Energy Corp. es una compañía pública canadiense y líder en exploración y producción de petróleo crudo y gas natural, con operaciones enfocadas en América Latina. La compañía tiene una cartera diversificada de activos con intereses en más de 25 lotes de exploración y producción en Colombia y Perú. <http://www.fronteraenergy.ca/about-ep/>

¹³ Perupetro S.A. es la empresa Estatal, en nombre del Estado Peruano, y es responsable de promover, negociar, suscribir y monitorear los contratos de exploración y explotación de hidrocarburos en Perú. <http://www.perupetro.com.pe/>

Reporte Financiero



A finales del 2017, se realizó la auditoría externa en todas las Sedes, teniendo como resultado la recomendación del equipo auditor de la empresa SGS del Perú S.A.C. para la obtención de las certificaciones ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.

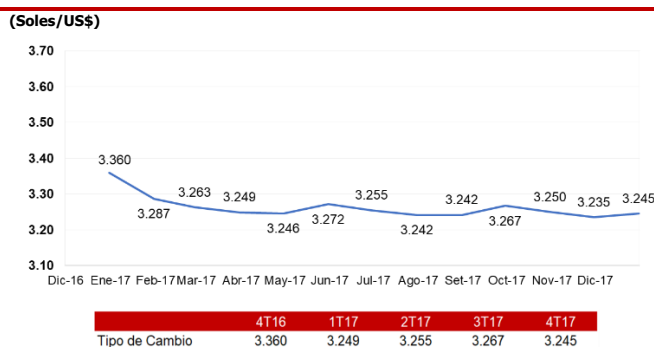
Como resultado de la implementación de Sistema de Integridad, los esfuerzos de PETROPERÚ por alcanzar una mejor reputación corporativa fueron reconocidos por diversos grupos de interés. PETROPERÚ mejoró significativamente su posición en el ranking de las 100 empresas más respetadas del país. De acuerdo con el Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERC), PETROPERÚ se colocó en la posición 48, lo que significa una mejora de 44 puestos en un año. Es importante destacar que PETROPERÚ es la Compañía, que ha logrado escalar más puestos entre todos, a pesar de las críticas de algunos sectores.

2. ANÁLISIS FINANCIERO Y OPERATIVO

2.1. ENTORNO MACROECONOMICO

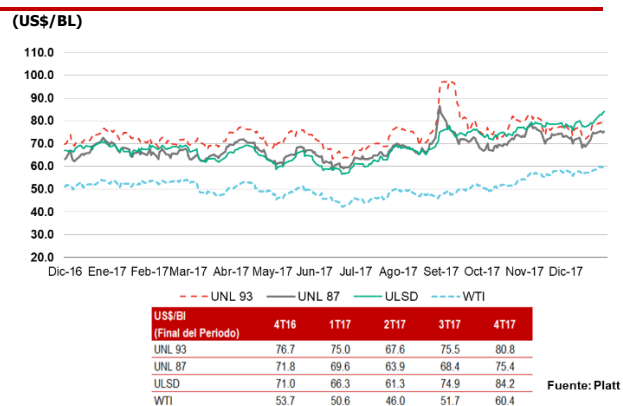
La economía mundial creció 3.7% durante el 2017, el mayor crecimiento desde 2011. Por su parte, la actividad económica peruana cerró el 2017 con un crecimiento de 2.5%, tras revertir los choques que afectaron la economía a inicios de 2017 y por el impulso de mayores términos de intercambio debido al crecimiento en la exportación de productos tradicionales y el alza de las cotizaciones de los metales básicos y el oro al final del año. La variación entre el crecimiento de 4.0% en 2016 y el crecimiento actual se debe a un menor impulso del consumo privado y la inversión pública y privada durante el 2017 y los eventos sucedidos como el Fenómeno El Niño Costero y el Caso Lava Jato, este último ocasionando la paralización de varios proyectos y reducción de la confianza de los inversionistas. Respecto a la inflación, está cerró el año a niveles de 1.40%, la cual se redujo del 1.54% registrado en Noviembre 2017, ubicándose dentro del rango meta de inflación del BCRP¹⁴.

Tipo de Cambio



Fuente: SBS

Precios WTI y Marcadores Internacionales



Fuente: Platt

Notas: La gasolina regular UNL87 USGC equivale a una gasolina de 92 octanos, y la gasolina premium UNL 93 USGC es equivalente a una gasolina de 98 octanos.

La Compañía está expuesta a la volatilidad del tipo de cambio, ya que compra materias primas en US\$, y los ingresos se generan principalmente en Soles (a excepción de las exportaciones y los contratos con algunos clientes en US\$). Este es uno de los motivos por el que a finales de 2017 se inició el proceso para el cambio de moneda funcional de la empresa. En el 2017, el Sol se apreció 3.5% por el debilitamiento del dólar a nivel internacional y el incremento sostenido de los precios de las materias primas que favoreció a la evolución positiva de las cuentas externas en Perú. En Diciembre, el Sol se vio afectado por un breve período de incertidumbre política para luego retomar su tendencia del año.

Durante el 2017, el precio del petróleo WTI se incrementó 11% llegando a US\$ 60.4/bbl al final de Diciembre, versus US\$ 53.7/bbl al final de Diciembre, 2016, con lo cual se revirtió la caída que se dio durante el primer semestre, con precios variando desde máximos de US\$ 54.1/bbl en Febrero, 2017 a mínimos de US\$ 42.3/bbl en Junio, 2017. El promedio de WTI durante el 2017 alcanzó US\$ 51.0/bbl en comparación con US\$ 43.0/bbl durante el 2016¹⁵. El incremento del precio del WTI en los últimos meses refleja la reducción gradual del superávit de oferta como consecuencia de los huracanes que afectaron a Estados Unidos y de los recortes de producción

¹⁴ BCRP: Banco Central de Reserva del Perú

¹⁵ Reporte de Inflación diciembre 2017 – Panorama actual y proyecciones macroeconómicas 2017 - 2019 BCRP

Reporte Financiero



de la OPEP y de otros principales productores (como Rusia), sin embargo, el crecimiento fue limitado por la aceleración de la producción de crudo de Estados Unidos, debido a la deflación de costos en la industria del petróleo asociada a las ganancias de productividad. Además, los precios del petróleo más altos favorecerán nuevos proyectos en 2018, en particular los de petróleo de esquisto (shale oil) por las expectativas de que la producción de crudo de Estados Unidos continúe creciendo y contrarreste los esfuerzos de la OPEP.

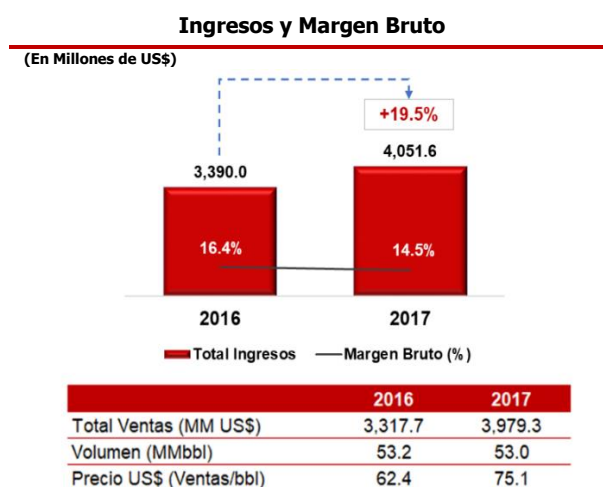
Por su parte, los precios UNL 93, UNL 87 y el Diesel ULSD¹⁶ han sido más volátiles, que los precios del WTI. Durante el 3T17, estos precios se incrementaron significativamente en Setiembre, 2017, debido a los huracanes Harvey e Irma, los cuales ocasionaron cierres en varias refinerías en la Costa del Golfo. El precio del Diesel ULSD alcanzó el mínimo de US\$ 56.7/bbl durante Junio, 2017 y alcanzó su máximo nivel de US\$ 78.0/bbl durante Setiembre, 2017. El precio promedio del Diesel ULSD fue de US\$ 58.6/bbl durante el 3T16 y US\$ 68.9/bbl durante el 3T17. De manera similar, la Gasolina UNL 93 disminuyó al mínimo de US\$ 57.2/bbl durante Noviembre, 2016 y alcanzó el máximo nivel de US\$ 97.9/bbl durante Setiembre, 2017. La Gasolina UNL 93 tuvo un promedio de US\$ 63.4/bbl durante el 3T16 y de US\$ 77.3/bbl durante 3T17. La Gasolina UNL 87 alcanzó su menor nivel de US\$ 50.8/bbl durante Noviembre, 2016 y obtuvo el mayor nivel de US\$ 86.6/bbl durante Agosto, 2017. El promedio del UNL 87 alcanzó US\$ 69.6/bbl en 3T17 frente a US\$ 59.1/bbl en el 3T16. Estos precios volvieron a sus niveles anteriores a finales de Setiembre.

PETROPERÚ compra petróleo (local o importado) y productos finales/intermedios (importados y locales). El petróleo se utiliza para la producción de GLP, gasolinas, Diesel HS¹⁷, Turbo A-1, Petróleo Industrial, Bunkers y Asfaltos. Los productos intermedios y finales incluyen Diesel ULSD que se importa, principalmente, de la Costa del Golfo de EE.UU., y un volumen adicional del GLP que se compra localmente a Pluspetrol. PETROPERÚ compra crudo nacional (de los Lotes del Noroeste del país) para la Refinería de Talara, a través de contratos basados en una canasta de crudos. Adicionalmente, la Compañía compra Crudo Maynas del Lote 8, y Crudo Los Ángeles del Lote 131 desde la Refinería de Iquitos.

Los precios del mercado local se determinan considerando los precios internacionales de los subproductos del petróleo (Precios de Paridad de Importación calculados por PETROPERÚ). Los precios se expresan en Soles a los tipos de cambio actuales. Nótese, que entre 85-90% del precio ex -planta (antes de impuestos y márgenes de estaciones de servicio mayoristas) corresponde a los precios del mercado internacional. La estructura de Precios de Paridad de Importación consiste en el valor USGC (Valoraciones de precio Platt más Ajustes de Calidad) más flete, seguro, costos de importación (inspecciones, tarifas portuarias, costos financieros, sobreestadía), rendimiento, costos de distribución, margen de ganancia y tarifas de OSINERGMIN.

2.2. RESULTADOS FINANCIEROS

ESTADO DE RESULTADOS



¹⁶ Diesel ULSD: Diesel de Bajo Azufre (50 ppm) o "Diesel B5 S-50 (ULSD)"

¹⁷ Diesel HS: Diesel de Alto Azufre (más de 50ppm) o "Diesel B5 (HS)"

Reporte Financiero



Los Ingresos alcanzaron US\$ 4,051.6 MM en el 2017, un incremento de 19.5% YoY aun así considerando una reducción en el volumen, se puede apreciar que efecto precio primó en el incremento de los Ingresos durante el 2017. Las Ventas Locales aumentaron en 17.5% de US\$ 3,052.5 MM en el 2016 a US\$ 3,585.5 MM en el 2017, como consecuencia de los aumentos de precios en productos intermedios y refinados debido a los efectos de los huracanes Harvey e Irma en la Costa del Golfo de los Estados Unidos. Las exportaciones aumentaron 48.5% YoY de US\$ 265.2 MM a US\$ 393.7 MM. La Compañía exporta Diesel 2¹⁸ (Diesel HS, que solía venderse localmente).

El Margen Bruto se redujo YoY de 16.4% en el 2016 a 14.5% en el 2017, como resultado del incremento en el Costo de Ventas de 22.1% (de los mayores precios de los insumos en comparación con el 2016), considerando también que, por efectos de la normativa de combustibles de bajo azufre, se ha importado en mayor proporción Diesel ULSD con un precio mayor al de importar crudo, el cual influye en el incremento de los Costos de Ventas.

Análisis del Portafolio de Productos:

VENTAS	VOLUMEN (En MBDC)			VENTAS (En Millones de US\$)			Participación sobre Ventas
	2016	2017	YoY	2016	2017	YoY	
VENTAS LOCALES							
GLP	14.0	12.0	-14.3%	213.1	206.3	-3.2%	5.2%
Gasolina 97 / Gasohol 97	1.6	1.6	1.2%	45.2	54.1	19.8%	1.4%
Gasolina 95 / Gasohol 95	4.2	4.6	9.9%	114.3	149.0	30.4%	3.7%
Gasolina 90 / Gasohol 90	17.3	17.9	2.9%	445.4	543.5	22.0%	13.7%
Gasolina 84 / Gasohol 84	7.7	7.0	-9.7%	197.9	214.4	8.3%	5.4%
Turbo A-1	2.6	3.0	14.3%	79.6	98.5	23.7%	2.5%
Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100) ⁽¹⁾	28.0	17.0	-39.2%	667.6	379.4	-43.2%	9.5%
Diesel B5 S-50	41.8	53.2	27.5%	1,139.5	1,708.7	50.0%	42.9%
Petróleos Industriales	2.5	2.8	13.3%	42.1	62.0	47.4%	1.6%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2)	3.6	3.4	-5.5%	47.0	61.9	31.7%	1.6%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido	2.0	2.0	-2.6%	44.2	45.4	2.8%	1.1%
Otros ⁽²⁾	0.4	0.4	13.2%	16.6	62.1	273.9%	1.6%
Total Ventas Locales	125.7	124.9	-0.6%	3,052.5	3,585.6	17.5%	90.1%
EXPORTACIONES							
Nafta Virgen	4.6	4.7	3.7%	74.3	90.9	22.2%	2.3%
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	12.0	9.7	-18.8%	126.6	160.9	27.0%	4.0%
Diesel 2	1.5	4.3	178.1%	34.1	100.6	194.8%	2.5%
Otros ⁽³⁾	1.5	1.6	3.8%	30.1	41.4	37.3%	1.0%
Total Ventas Exterior	19.6	20.3	3.6%	265.2	393.7	48.5%	9.9%
Total Ventas Locales y Exportaciones	145.3	145.2	-0.1%	3,317.7	3,979.3	19.9%	

Otros Ingresos Operativos
TOTAL INGRESOS

72.3

4,051.6

⁽¹⁾ Descuentos Incluidos

⁽²⁾ Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafténico

⁽³⁾ Turbo A1, IFO's, Asfaltos y Gasolinas

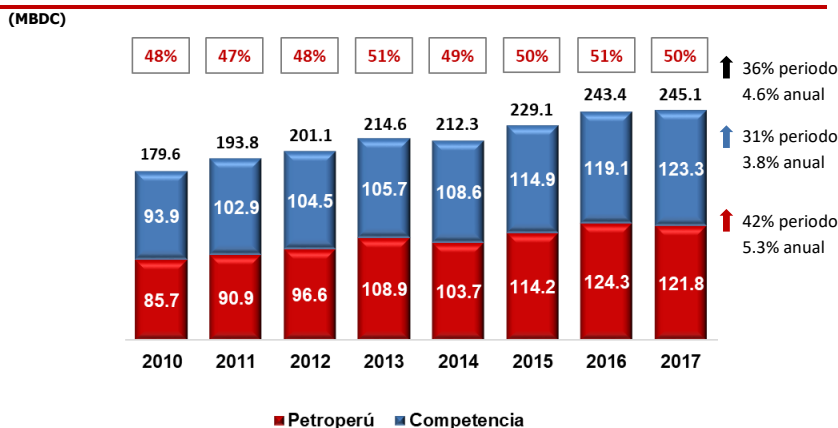
En la presente década, PETROPERÚ se ha mantenido en el rango de participación de mercado de 47% a 51%; siendo en el 2017 de 50%. Esto coloca a PETROPERÚ como la empresa líder del mercado de combustibles, al tener su competidor más cercano 28% de participación. Asimismo, en la presente década nuestro crecimiento ha sido de 42% desde el 2010 (o 5.3% anual) versus 31% (o 3.8% anual) de la competencia, lo que significa que hemos crecido en promedio más que nuestros competidores.

¹⁸ Diesel 2: Diesel HS (High Sulfur) sin Biodiesel

Reporte Financiero



Evolución de la Participación

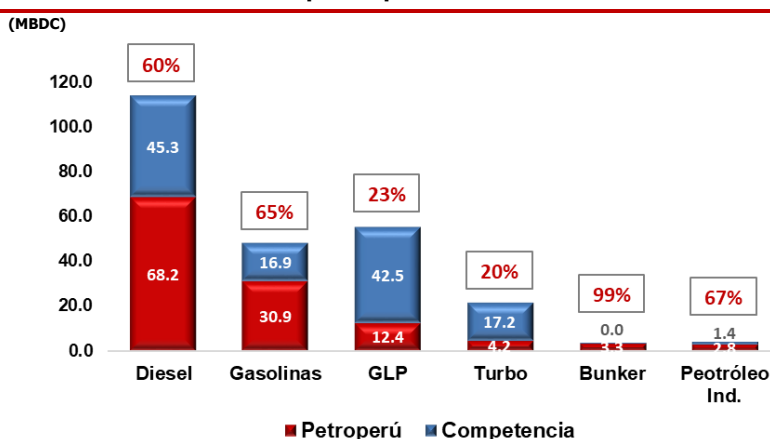


Fuente: MINEM/DGH (Informe Estadístico y Revista En Cifras). Petroperú/Data Warehouse/ SAP Información a Diciembre 2017

Debemos señalar que del año 2016 al 2017 nuestras ventas de combustibles se redujeron en 2.5 MBDC al pasar de 124.3 MBDC a 121.8 MBDC. Esto como consecuencia de la agresividad de nuestros competidores, que durante el 2017 afectaron nuestras ventas de diesel en 1.2 MBDC y de GLP en 2.1 MBDC (se creció marginalmente en turbo, residual y gasolinas en un total de 1.0 MBDC). Sin embargo, en el caso de nuestros competidores, sus ventas aumentaron en 4.2 MBDC, al pasar de 119.1 MBDC en el 2016 a 123.3 MBDC en el 2017. En general, la competencia captó 2.5 MBDC de nuestras ventas y 1.7 MBDC del crecimiento natural del mercado.

Somos líderes en la comercialización de diesel y gasolinas en el mercado, con una participación de 60% y 65% respectivamente. Asimismo, las ventas de estos dos productos representan 99.1 MBDC, lo que equivale al 80% de las Ventas Totales de PETROPERÚ (incluido asfaltos y solventes). Estratégicamente, el diesel y las gasolinas son los productos más importantes de la empresa y los comercializamos principalmente a través de mayoristas, retail (Petrored¹⁹ y estaciones blancas²⁰) y minería.

Participación por Producto 2017



Fuente: MINEM/DGH (Informe Estadístico y Revista En Cifras). Petroperú/Data Warehouse/SAP Información a Diciembre 2017

Al cierre del 2017, la Empresa obtuvo un volumen de ventas totales ascendente a 145.2 MBDC ligeramente inferior respecto al periodo 2016 (-0.1%), concentrándose en el mercado interno el 86% de las ventas (124.9 MBDC). Sin embargo, dado el efecto de las

¹⁹ Red de Estaciones afiliadas que venden nuestros combustibles y llevan el logo y los colores de Petroperú.

²⁰ Red de Estaciones que venden nuestros combustibles pero que no llevan el logo ni los colores de Petroperú.

Reporte Financiero



variaciones de los precios del crudo, los mismos que tiene una positiva correlación con los precios de productos finales, el nivel de Ingresos por Ventas se incrementó en un 19.9% respecto al 2016 (US\$ 3,317.7 MM en el 2017 versus US\$ 3,979.3 MM en el 2016).

Durante el año 2017, en el mercado interno, PETROPERÚ renovó dos contratos comerciales, uno de ellos con uno de sus principales clientes mayoristas y el otro con una empresa minera importante; asimismo, las ventas al sector eléctrico se incrementaron de forma significativa por la entrada en operación de una las plantas de reserva fría en el sur del país. Por el lado del mercado externo, las ventas aumentaron en 0.7 MBDC (+4%), debido principalmente a mayores excedentes de Diesel 2 (+2.8 MBDC) que fueron exportados (principalmente a Bolivia), por la entrada en vigencia del D.S N° 038-2016-EM, que hace obligatoria la comercialización de Diesel B5 bajo azufre dentro del país.

Ingresos por Producto

(En Millones de US\$)		2017	% Participación	
INGRESOS LOCALES			7 Products	
GLP		206.3	Diesel B5 S-50	42.9%
Gasolina 97 / Gasohol 97		54.1	Gasolina 90 / Gasohol 90	13.7%
Gasolina 95 / Gasohol 95		149.0	Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100) ⁽¹⁾	9.5%
Gasolina 90 / Gasohol 90		543.5	Gasolina 84 / Gasohol 84	5.4%
Gasolina 84 / Gasohol 84		214.4	GLP	5.2%
Turbo A-1		98.5	N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500	4.0%
Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100) ⁽¹⁾		379.4	Gasolina 95 / Gasohol 95	3.7%
Diesel B5 S-50		1,708.7	3 Products	
Petróleos Industriales		62.0	Diesel B5 S-50	42.9%
Bunkers (Residual Marino - IFO + Diesel Marino N°2)		61.9	Diesel B5 (Incluidos Biodiesel B100) (1)	13.7%
Asfalto Líquido / Asfalto Sólido		45.4	Gasolina 90 / Gasohol 90	9.5%
Otros ⁽²⁾		62.1	Ingresos Locales	
Total Ingresos Locales		3,585.6	90.1%	
EXPORTACIONES			Exportaciones	
Nafta Virgen		90.9	9.9%	
N°6 Fuel Oil, Crudo Reducido, Petróleo Industrial 500		160.9		
Diesel 2		100.6		
Otros ⁽³⁾		41.4		
Total Exportaciones		393.7		
TOTAL INGRESOS		3,979.3		

(1) Descuentos Incluidos

(2) Solventes, Gasolina de Aviación y Ácido Nafténico

(3) Turbo A1, IFOs, Asfaltos y Gasolinas

Los productos con mayor participación en los Ingresos por Ventas son, para el caso de las Ventas Locales, el Diesel ULSD y las Gasolinas o Gasoholes 90, con participaciones de 42.9% y 13.7%, respectivamente.

Diesel ULSD: Este producto se ha convertido en el contribuyente más importante a los Ingresos por Ventas con un 42.9% de contribución a las Ventas Totales. La Compañía está comercializando gradualmente este diesel a nivel nacional luego de un decreto gubernamental. La comercialización de Diesel ULSD ha venido reemplazando al Diesel HS en Lambayeque, Ancash, Huánuco, Pasco, Ayacucho, Ica, Cajamarca, Huancavelica y Apurímac.

La variación de ventas de este combustible, de un periodo a otro (-1.2 MBDC) está relacionado principalmente por la reducción de menores compras de clientes no afiliados del sector retail (-1.2 MBDC), que trasladaron sus compras a la competencia por mejores condiciones comerciales. Otro de los factores que influyeron en este resultado fue la migración de compras y la disminución del volumen de compra de dos de nuestros clientes mayoristas (ambos -1.3 MBDC). En minería, hubo una reducción en las ventas (-0.2 MBDC) debido a la migración de compras de uno de nuestros clientes mineros más importantes. Sin embargo, hubo un incremento en las compras de clientes del sector eléctrico (+0.96 MBDC), al entra en operación una de las plantas de generación eléctrica por mayor demanda energética en el sur y paralización/mantenimiento de instalaciones de Camisea. También hubo un incremento en nuestros clientes mayoristas exclusivos (+0.7 MBDC).

Diesel HS: Al ser sustituido por el Diesel ULSD, las Ventas Locales han disminuido significativamente. Sin embargo, por la entrada en vigencia del D.S N° 038-2016-EM, que hace obligatoria la comercialización de Diesel B5 bajo azufre dentro del país, este combustible ha sido exportado, aumentando sus ventas en 0.7 MBDC (+4% respecto al año anterior).

Reporte Financiero



Gasolina 90: Esta gasolina representa el 13.7% de los Ingresos por Ventas Totales. Las Ventas aumentaron 22.0% YoY principalmente impulsado por el aumento de precios. Las Ventas están dirigidas principalmente a mayoristas, minoristas (Petrored), otras estaciones de servicio privadas de gas y las fuerzas armadas. Las Ventas crecieron principalmente en estaciones afiliadas y mayoristas.

Gasolina 84: Esta gasolina representa el 5.4% de los Ingresos por Ventas Totales. Las ventas aumentaron 8.3% YoY, a pesar de una disminución significativa en el volumen. Esto se debe a que la demanda requiere más gasolina de mayor octanaje 90/95. Las ventas están más enfocadas en el este del Perú (Amazonas). Las ventas están dirigidas principalmente a mayoristas y minoristas.

Hubo un incremento total de gasolinas en este periodo (+0.2 MBDC), debido principalmente a mayores ventas a las estaciones PETRORED (+0.8 MBDC). Sin embargo, hubo menores ventas a clientes mayoristas (-0.3 MBDC) y estaciones de servicio no afiliadas (-0.3 MBDC), debido principalmente al fenómeno El Niño Costero y mayor agresividad de la competencia en condiciones comerciales.

GLP: El Gas Licuado de Petróleo representa el 5.2% de los Ingresos por Ventas Totales. Sus Ventas disminuyeron 3.2% YoY, principalmente debido a un menor volumen. PETROPERÚ produce parte del GLP y compra el resto a Pluspetrol. Últimamente ha habido algunas restricciones en el mercado por parte de Pluspetrol, afectando las ventas. La variación en este periodo (-2.1 MBDC) se debe principalmente a las mejores condiciones comerciales de la competencia y a las limitaciones operativas en el puerto Callao, así como el almacenamiento limitado en Planta Callao.

Turbo: El incremento en las ventas en el 2017 en relación al año pasado (+0.4 MBDC), es debido principalmente a la captación en este año de dos nuevas líneas aéreas y por el incremento de compras de dos clientes importantes.

Petróleo Industrial: Se dieron mayores compras en empresas eléctricas (+0.3 MBDC), en consumo de P.I. 6 y en P.I. 500.

Asfalto: Menores ventas a clientes del sector construcción (-0.1 MBDC) debido a que la competencia ofrece mejores condiciones comerciales.

En relación a nuestra cadena de suministro, el problema más relevante que ha afectado el suministro de productos durante el año 2017 es el efecto de los cambios climáticos, que origina el cierre de los puertos a nivel nacional, lo que genera el aumento de los costos debido al exceso de estadía de los buques. Esta situación, adicional al aumento de la demanda de productos con bajo contenido de azufre, que deben importarse y almacenarse para operar efectivamente frente a esta situación, ha afectado el suministro de productos.

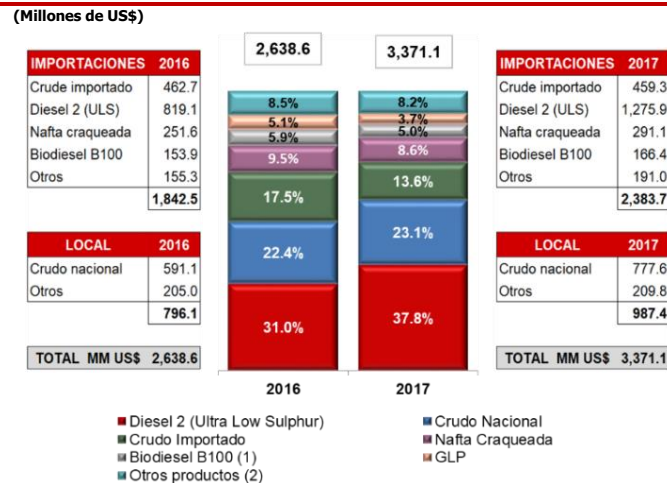
Para atender este tipo de problemas y con el fin de asegurar el suministro de combustibles en todo el país se viene construyendo los nuevos terminales, Ilo (Sur) y la Planta de Abastecimiento de Ninacaca (Pasco), el nuevo terminal submarino en Talara (Norte); así como, se vienen mejorando los terminales portuarios en Conchán (Lima), Mollendo (Sur), Salaverry, Eten (Norte) y el muelle de carga líquida de Talara (Norte). Se estima que dichas construcciones y mejoras concluirán en el año 2020 y ejecutados con recursos propios.

La construcción del nuevo terminal y planta de ventas en Ilo, presenta un avance de ejecución del 38.2% a Diciembre del 2017 y registra un retraso de ocho (08) meses para el inicio de la obra, en razón a la demora en la emisión de la habilitación portuaria por parte de la Autoridad Portuaria Nacional (APN). En el caso de la Planta de Abastecimiento de Ninacaca, el proceso para la contratación del contratista de la obra se iniciará durante el primer semestre del 2018.

Reporte Financiero



Compras



(1) Insumo para la formulación de Diesel B5

(2) Incluye HOGBS, Gasolina de Aviación, Condensado de Gas Natural, Alcohol Carburante y Turbo A1

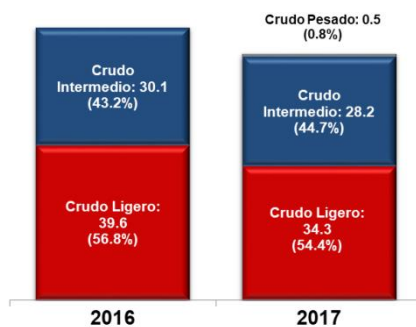
Para obtener productos refinados, la Compañía procesa crudo y lo mezcla con productos intermedios adquiridos. El petróleo procesado en nuestras refinerías procede del mercado local o internacional. El crudo local proviene principalmente de la zona de Talara, y se compra considerando una canasta de precios promedio del petróleo. El volumen de petróleo comprado localmente incrementó 2.5% YoY, mientras que las compras de petróleo (en US\$) se incrementaron en 17.4% YoY, como resultado de los aumentos de precios. El crudo nacional (que incluye el crudo del Noroeste del país) actualmente representa el 23.1% del total de compras. Este crudo es un insumo para la elaboración de gasolina, diesel y productos residuales. Al ser crudo ligero, la rentabilidad del crudo es mayor en comparación con la del crudo intermedio, lo que contribuye a mejorar el margen de refinación. La nueva refinería podrá obtener mayores márgenes de refinación y rentabilidad de productos derivados del crudo pesado (que es un insumo más barato) debido a sus unidades de refinación avanzadas.

En el 2017 la importación de petróleo corresponde al 13.6% del total de compras en nuestras refinerías. El volumen de compras se incrementó en 2.0% YoY, mientras que el volumen importado de petróleo disminuyó 21.7% YoY, reflejando así la reducción en las cargas de petróleo al proceso de producción para reducir la producción de Diesel HS.

PETROPERÚ utiliza instrumentos derivados a corto plazo (forwards) para plazos de hasta 1 año, para cubrir obligaciones a corto plazo en US\$ y parte de sus necesidades de Capital de trabajo. Nótese, que todas las compras de productos petroleros se efectúan en US\$ de acuerdo con los precios internacionales. Estos precios se ajustan a Soles según el Precio de Paridad de Importación y el tipo de cambio.

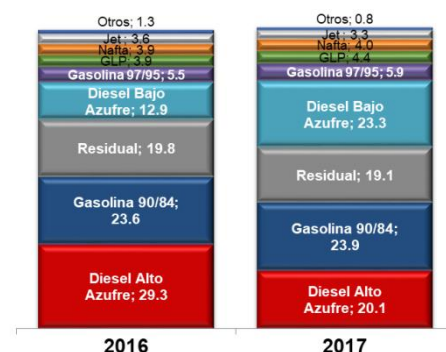
Detalle del Petróleo Crudo

(MBDC)



Rendimiento por Producto

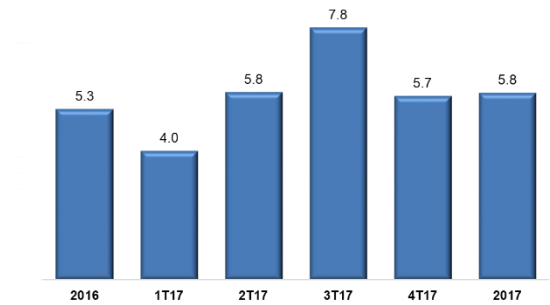
(MBDC)



Reporte Financiero



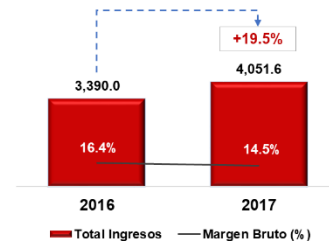
Margen Neto de Refinación ⁽¹⁾



(1) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica.

Ingresos y Margen Bruto

(En Millones de US\$)

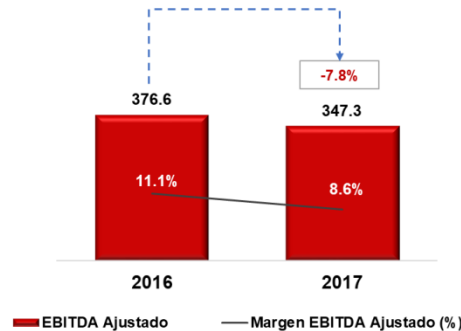


	2016	2017
Total Ventas (MM US\$)	3,317.7	3,979.3
Volumen (MMbbl)	53.2	53.0
Precio US\$ (Ventas/bbl)	62.4	75.1

El Margen Neto de Refinación registra el precio de compra real del petróleo, y resta el precio de los productos refinados extraídos de ese crudo (a valores de mercado), más los costos operacionales correspondientes. El Margen Neto de Refinación es un indicador real de la rentabilidad total de las operaciones de refinación de PETROPERÚ. Como se puede observar, el Margen Neto de Refinación aumentó un 9.4% de US\$ 5.3/bbl en el 2016 a US\$ 5.8/bbl en el 2017, debido al buen manejo de las operaciones de refinería.

EBITDA Ajustado y Margen de EBITDA Ajustado

(En Millones de US\$)



PETROPERÚ generó US\$ 347.3 MM en EBITDA Ajustado en el 2017, comparado con US\$ 376.6 MM en el 2016, principalmente como resultado de la reducción del Margen Bruto en 1.9%, que pasó de 16.4% a diciembre 2016, a 14.5% a diciembre 2017, lo cual es explicado por la realización de inventarios a precios mayores YoY. Por lo mismo, el margen del EBITDA se redujo a 8.6% en el 2017 comparado con 11.1% en el 2016.

Es importante mencionar que el EBITDA al 2016 es distinto al informado en dicho periodo en informes pasados debido a que en el 2016 se registró una provisión por deterioro de activos del ONP por US\$ 43 MM y en el 2017 se reversó US\$ 35 MM de dicha provisión, lo cual implica que haya una diferencia en la depreciación que afecta al cálculo del EBITDA.

El Costo de Ventas corresponde al 85.5% de los ingresos de la Compañía, lo que implica la importancia de tener que contar con una buena gestión en la compra de commodities; sin embargo, existen factores exógenos, como los precios del petróleo crudo, que pueden ocasionar que esa buena gestión no se vea favorecida en una reducción del Costo de Ventas. Los gastos operativos por unidad de negocio son los siguientes:

Reporte Financiero



OPEX: Gastos Operativos

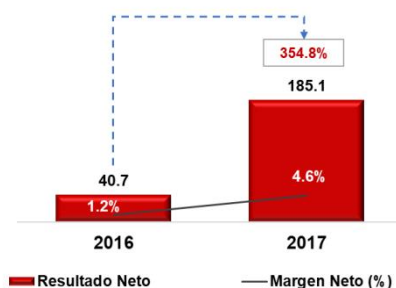
(En Miles de US\$)

Unidad de Negocio	2016	Ejecutado en 2017
Refinación	229,000	232,976
Transporte a través ONP	105,088	39,264
Distribución & Comercialización	156,558	159,401
Otros	84,937	102,513
Total	575,583	534,154

La operación de refinación, la actividad más grande de la compañía actualmente, es la que representa los mayores gastos operativos entre todas las unidades operativas de la Empresa (44% y 40% en el 2017 y 2016, respectivamente); actualmente, se encuentran en operación las refinерías de Talara, Conchán e Iquitos. La segunda es la distribución y comercialización, a través de las Plantas de Abastecimiento y Tanques de Almacenamiento a lo largo de todo el país y; finalmente, el ONP, cuyos gastos operativos se han visto reducidos significativamente por las actividades de remediación ambientales incurridos el año 2016 debido a los cortes de tubería ocasionados por terceros.

Resultado Neto y Margen Neto

(En Millones de US\$)

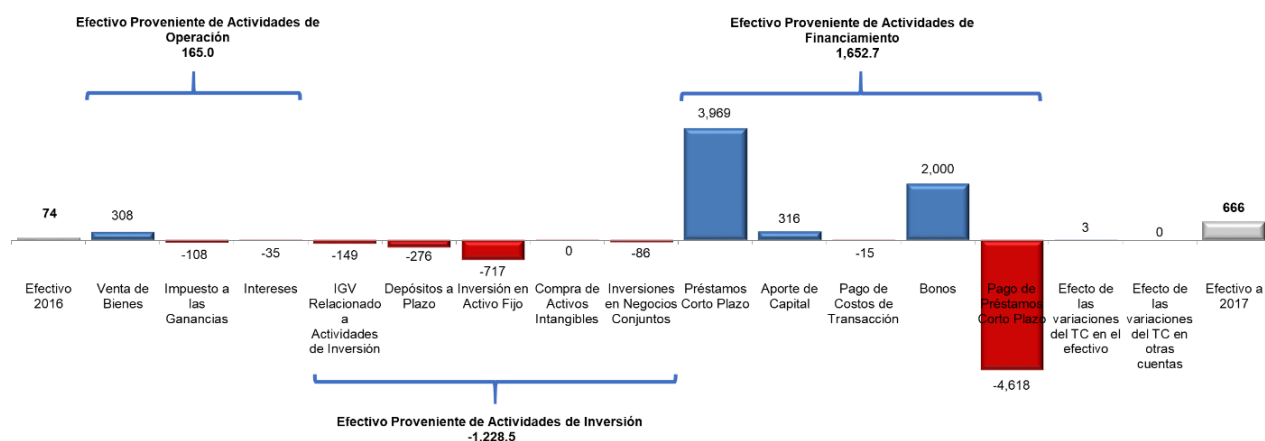


El Resultado Neto durante el 2017 alcanzó los US\$ 185.1 MM, comparado a los US\$ 40.7 MM alcanzados durante 2016. La Utilidad Neta en el 2016 se vio afectada por gastos medio ambientales, debido a los derrames ocurridos durante el 2016. Sin embargo, la mejora en el Margen Operativo a razón de los mayores Ingresos por Ventas durante el 2017 permitió que la Utilidad Neta sea mayor YoY.

ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO

Análisis de Flujo de Efectivo 2017

(En Millones de US\$)



Reporte Financiero



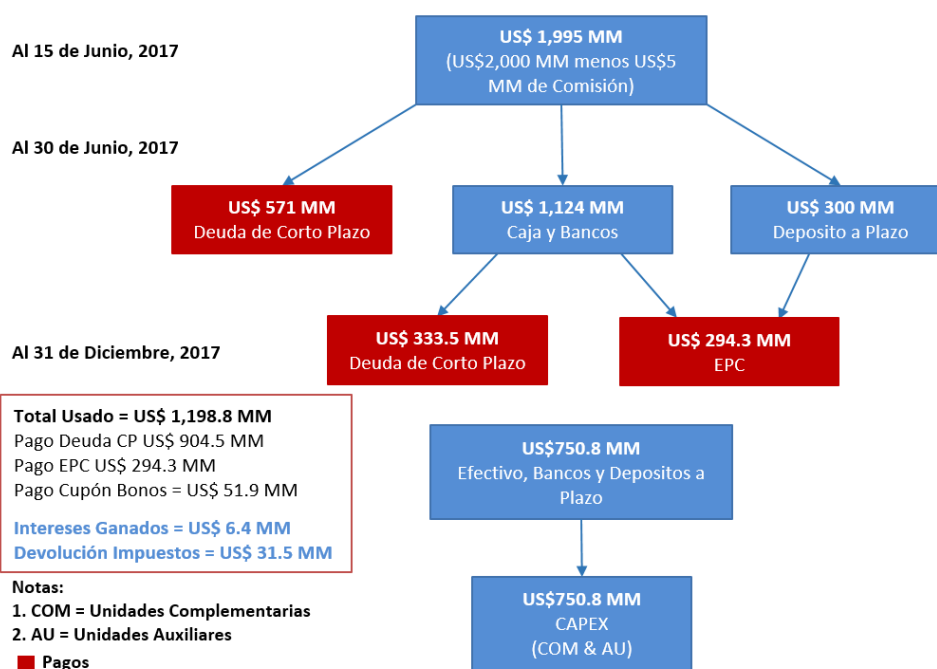
PETROPERÚ registró al final del periodo del 2017 un Flujo de Caja de US\$ 666.1 MM, comparado con US\$ 74.0 MM en el 2016. Cabe mencionar que, durante el 2016, la posición de liquidez de la Compañía fue débil, ya que el PMRT avanzaba y sólo se financió con deuda a corto plazo y vencimientos de mayor plazo con los proveedores. El Flujo de Caja fue respaldado por un incremento en los financiamientos para la inversión en el PMRT.

El Flujo de Caja Operativo en el 2017 se redujo a US\$ 165.0MM de US\$ 335.1 MM en el 2016, principalmente, debido al mayor pago de Impuesto a las Ganancias, mayores Ingresos por Ventas en el año 2017 y al pago de intereses no incluidos en las Actividades Financieras.

En ese sentido, el Flujo de Caja de Actividades de Inversión, alcanzó US\$ -1,228.5 MM en el 2017 comparado con US\$ -1,101.0 MM en el 2016, impulsado, principalmente, por las inversiones en depósitos a plazo fijo las cuales ascienden a US\$ 276.2 MM. Además, esta variación en el Flujo de Caja de Actividades de Inversión también está relacionada a las inversiones en el PMRT y otros proyectos que incluyen: la construcción de una planta de ventas en Ninacaca, y la instalación de una nueva terminal en Ilo. Estos proyectos de construcción son financiados con caja de las mismas operaciones.

Asimismo, el Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento en el 2017 se incrementó a US\$ 1,652.7 MM de US\$ 833.7 MM en el 2016, principalmente, debido a, los fondos recibido de los préstamos bancarios y la emisión de bonos realizada en Junio. Durante el 2017, la Compañía: 1) obtuvo nuevos préstamos bancarios por US\$ 3,968.8 MM, 2) concretó exitosamente la emisión de bonos por un total de US\$ 2,000.0 MM 3) completó la amortización de US\$ 4,617.5 MM (Préstamos Bancarios: US\$ 4,200.9 MM y el Préstamo Sindicado: US\$ 416.7 MM) y 4) el pago de los Costos Transaccionales por la emisión de los bonos por US\$ 14.9 MM.

Los fondos de bonos se usaron de la siguiente manera:



Nota: Los saldos de los Bonos, se han colocado en bancos de inversión, en instituciones financieras locales e internacionales reconocidas. La Compañía informa regularmente al Banco Central de Reserva y al Ministerio de Economía y Finanzas el Balance de estos Fondos.

Reporte Financiero



ESTADO DE SITUACIÓN FINANCIERA

PETROPERÚ continúa avanzando en el financiamiento del PMRT. En el 2017 se aprobó la selección del conjunto de bancos compuesto por BBVA, BNP Paribas, HSBC, Banco Santander, Citibank, JP Morgan y Deutsche Bank; y la operación de financiamiento externo por US\$ 1,300 MM con garantía de CESCE.

En Noviembre, 2017 se acordó la aprobación de los términos y condiciones de la Carta de Entendimiento "Engagement Letter" a ser suscrito por el conjunto de Bancos indicados líneas arriba, para que actúen como estructuradores del crédito con garantía CESCE, hasta por US\$ 1,300MM en el marco del financiamiento del PMRT. Se espera que a Enero 2018 el Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) autorice a PETROPERÚ S.A. concertar la operación de endeudamiento externo, por un monto de hasta US\$ 1,300 MM destinada a financiar el PMRT. Se estima realizar una segunda emisión de Bonos hasta por un máximo de US\$ 1,000 MM en el 2019, a fin de cubrir los gastos financieros del PMRT.

Al cierre de 2017, PETROPERÚ mantiene líneas de crédito renovables de bancos locales y extranjeros hasta por US\$ 2.4 billones, de los cuales US\$ 1,015.8 MM están disponibles. Suficiente para cubrir las necesidades de capital de trabajo.

La deuda total se distribuye de la siguiente manera: 60% Bonos, 30% Capital de Trabajo y 10% Préstamos a Corto Plazo para el PMRT. Los costos por préstamos capitalizados durante el 2017 relacionados con el PMRT ascendieron a US\$ 74.6 MM (US\$ 44.7 MM durante el 2016).

El Capital de Trabajo durante el 2017 alcanzó US\$ 52.9 MM frente a US\$ -1,580.2 MM en el 2016, principalmente como resultado de los ingresos de los bonos que proporcionaron liquidez a la Compañía.

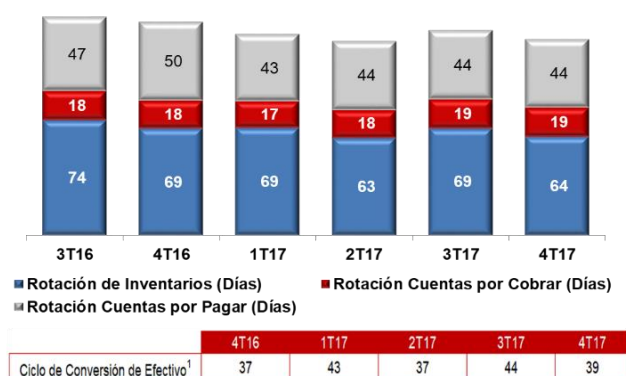
PETROPERÚ S.A. ha revalidado su grado de inversión otorgado por las clasificadoras de riesgo: Standard & Poor's (BBB- para la deuda a largo plazo) y Fitch Ratings (BBB+ para la deuda a largo plazo en moneda extranjera), así como la calificación local de AA- con Apoyo & Asociados.

Composición de la Deuda

2017



Ciclo de Conversión de Efectivo



¹ Rotación de Inventarios + Rotación de Cuentas por Cobrar – Rotación de Cuentas por Pagar

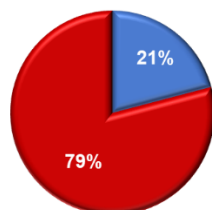
El Ciclo de Conversión en Efectivo durante el 4T17 alcanzó los 39 días, ligeramente por encima del de 4T16. Es importante resaltar la reducción en los días de inventario comparado con el 4T16. En relación a la combinación de monedas de la Deuda Total ésta está dividida en 79% US\$ y 21% Soles. La duración de la deuda promedio es 10.55 años para el bono de 15 años, y 14.49 años para el bono de 30 años. El Cronograma de Amortización muestra que los préstamos de corto plazo relacionados al PMRT se pagarán durante el 1T18. Los bonos son a largo plazo y vencen en 2032 y 2047, respectivamente, y se pagarán con la generación de efectivo PMRT.

Reporte Financiero



Composición de la Deuda

Al 2017 (En Millones de US\$)

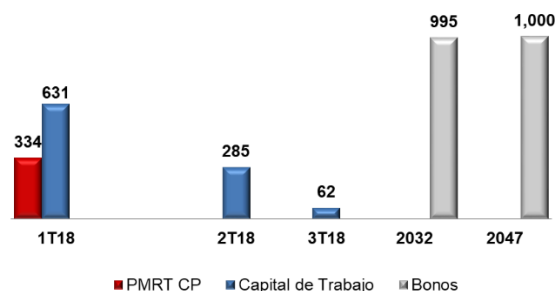


■ S/ ■ US\$

	MM S/	MM US\$
PMRT CP	-	334
Capital de Trabajo	692	286
Bonos	-	1,995
TOTAL	692	2,615

Cronograma de Amortización de Deuda

(En Millones de US\$)



INDICADORES FINANCIEROS

Ratios

	2016	2017	YoY
EBITDA / Intereses	7.2	5.2	-27.6%
Deuda / Activos	47.5%	55.6%	17.2%
EBITDA / Activos	9.0%	5.8%	-35.1%
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	80.8%
Ratio de Liquidez	0.42	1.02	143.2%

El ratio EBITDA/Intereses hace referencia a un indicador de cobertura de intereses, éste se redujo en 27.6% en el 2017. Aun así, la Empresa tiene la facultad de pagar hasta 5.2 veces los intereses no incluidos en las actividades de financiamiento con el flujo de caja proveniente de la operación principal.

Por otro lado, la Deuda Total de la empresa representa más de la mitad del Total de Activos, lo cual principalmente se debe a la emisión de bonos realizada a mediados del 2017. Respecto al EBITDA, en el 2017 este representó el 5.8% del Total de Activos, principalmente, este ratio hace referencia a la capacidad que tiene los activos para generar rentabilidad a partir de la actividad principal.

En el 2017, la empresa tiene un Ratio Deuda/EBITDA de 9.5 veces, debido al nivel de apalancamiento que esta mantiene, en cierto sentido la empresa se encuentra en la capacidad de afrontar sus financiamientos considerando que el financiamiento más relevante es de largo plazo y se espera que la generación del PMRT pueda hacer frente a estos financiamientos.

Finalmente, a razón de los financiamientos de corto plazo al cierre del 2017 el Ratio de Liquidez se ha incrementado en 143% pero por ser un resultado cercano a 1, vemos que la Empresa tiene casi equivalente el nivel de Pasivos Corriente al de Activos Corrientes.

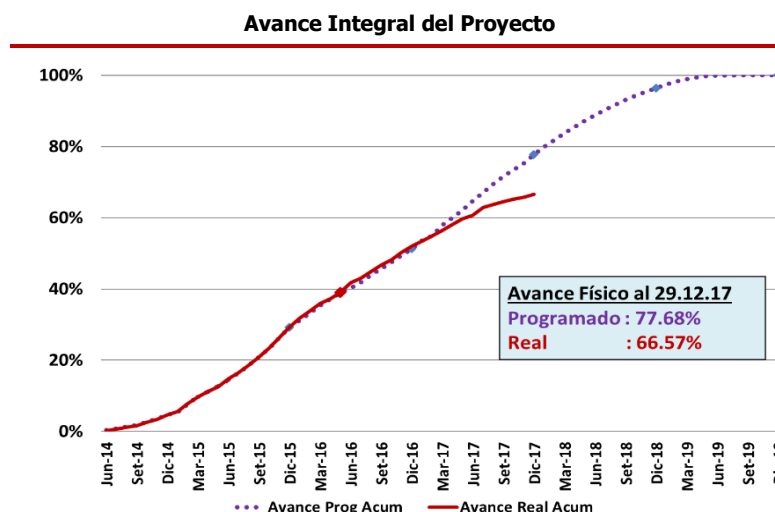
2.3. RESULTADOS OPERATIVOS

PETROPERÚ se concentra en tres líneas de negocio: 1) Refinación y comercialización, que representaron el 98.8% del Total de Ingresos Brutos en el 2017, 2) Arrendamiento y privatización de ciertas unidades, que representaron el 1.1% del Total de Ingresos Brutos durante el 2017, y 3) el Oleoducto Nor Peruano, que representó el 0.1% del Total de Ingresos Brutos durante el 2017, como resultado del cierre del oleoducto.

Adicionalmente, PETROPERÚ participa como socio no operador en las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en el Lote 64, y tiene la opción de participar en el desarrollo del Lote 192 (antes Lote 1 AB). Esta participación aún no genera ingresos para PETROPERÚ, como se explica más adelante.

PMRT

Al finalizar el año 2017, se ha obtenido un avance físico integral del PMRT de 66.57% vs 77.68% programado explicado por el menor avance en la modificación de tanques, montaje de tuberías e interconexiones como se puede apreciar en el siguiente gráfico:



Contrato Ingeniería de Detalle, Suministro y Construcción (EPC, por sus siglas en Inglés) de las Unidades de Proceso del Proyecto Modernización Refinería Talara (PMRT).

La ejecución del EPC de las Unidades de Proceso del PMRT está a cargo de Técnicas Reunidas, con la que PETROPERÚ S.A. ha suscrito un contrato a suma alzada por un monto de US\$ 2,730 MM y un plazo de 5 años contados a partir del 5 de Junio de 2014, el cual comprende también la puesta en servicio de dichas unidades de proceso de la nueva refinería.

Al cierre del año 2017, las unidades de procesamiento con mayor avance de obras civiles son el Hidrotratador y Separador de Nafta, Reformador de Nafta, Hidrotratamiento de Diesel, Tratamiento de GLP, la Unidad de Recuperación de Gases II, Planta de Aminas y Despojador de Aguas Agrias. Asimismo, la construcción de la segunda parte de las obras relacionadas con el muelle MU2 tiene un avance de 28%. Además, se encuentra en ejecución la construcción de 21 nuevos tanques.

La supervisión de los trabajos es efectuada por el Consorcio PMC Talara-CPT (conformado por las compañías Inelectra-Idom Ingeniería y Consultoría SA-Nippon Koei Co., Ltd.), mientras que se cuenta con el asesoramiento en la gestión del proyecto (servicio PMO) a cargo del Consorcio Deloitte Talara - CDT.

Unidades Auxiliares

La construcción de las unidades auxiliares, cuya estrategia inicial consideraba efectuar la misma mediante la inversión de terceras empresas, con el pago de tarifas por parte de PETROPERÚ S.A., quedo definida finalmente bajo la modalidad EPC. En el proceso para seleccionar a la empresa a cargo de la ingeniería, suministro de equipos y materiales y construcción de las unidades auxiliares y trabajos complementarios, se otorgó en Diciembre la Buena Pro al Consorcio COBRA-SCL UA&TC, conformado por las compañías Cobra Instalaciones y Servicios S.A. y Sinohydro Corporation Limited.

Las unidades de Servicios Auxiliares incluyen las instalaciones para la producción y suministro de productos y servicios necesarios para la finalización del PMRT y la operación de la Nueva Refinería de Talara, y consisten en: 1) Planta de producción y purificación de Hidrógeno y producción de Nitrógeno, 2) planta de producción de ácido sulfúrico (incluye almacenamiento y despacho, 3) Desalación y desmineralización de agua y sistema de distribución, 4) sistema de captación y enfriamiento de agua de mar, tratamiento de aguas residuales y sanitarias y 5) planta de generación eléctrica y sistema de generación de vapor.

Los Trabajos Complementarios incluyen trabajos adicionales tales como: 1) la construcción de unidades de tratamiento de Turbo A1 y Soda Gastada, 2) Construcción de tanques de Almacenamiento de crudo y gasolina 3) la adquisición de catalizadores, productos químicos y lubricantes, 4) la construcción de edificios de almacenes y mantenimiento, 5) la integración de sistemas eléctricos y de

Reporte Financiero



telecomunicaciones, 5) implementación de un simulador de entrenamiento dinámico para el operador (sistema OTS), 6) la implementación del nuevo laboratorio y 7) la instalación de un sistema de máquina de monitoreo, entre otros.

Estructura Financiera

La estructura financiera de largo plazo contempla la emisión de bonos, fondos de entidades multilaterales, financiamiento bancario garantizado por la agencia de crédito a la exportación "Compañía Española de Seguros de Crédito a la Exportación (CESCE)", aporte de capital por US\$ 300 MM en virtud del D.L. N° 1292 del 30 de Diciembre de 2016 y recursos propios.

En línea con lo anterior, se registran los siguientes avances al 2017:

- i. Mediante D.S. N° 005-2017-EF se autorizó transferir el monto de S/ 1,056 MM, para financiar el aumento de capital de PETROPERÚ S.A. para la ejecución del PMRT, de conformidad con lo dispuesto en el artículo 8 de la Ley N° 29970.
- ii. Primera emisión internacional de bonos por US\$ 2,000 MM.

El 12 de Junio del 2017 finalizó exitosamente la colocación inaugural de US\$ 2,000 MM en los mercados internacionales de deuda. La transacción se realizó en dos tramos: US\$ 1,000 MM a 15 años de plazo y una tasa de 4.750% anual, y US\$ 1,000 MM a 30 años de plazo y una tasa de 5.625% anual, en ambos casos con pago único al vencimiento. Los bonos se emitieron sin garantía del Estado Peruano.

Se tiene programado para los próximos años (2018 y 2019) lo siguiente:

- iii. 2018: Operación de financiamiento externo con garantía de CESCE por US\$ 1,300 MM.
- iv. 2019: Segunda emisión internacional de bonos US\$ 1,000.0 MM.

Contratación de mano de obra local

El promedio anual de contratación de mano de obra no calificada de origen local fue 83%, cifra superior al mínimo estipulado en el Estudio de Impacto Ambiental (EIA), mientras que el promedio de contratación de mano de obra calificada de origen local fue 32%.

Con la refinería actualizada, PETROPERÚ podrá diversificar su cartera de productos de la siguiente manera:



Reporte Financiero



REFINACION

El negocio de refinación y comercialización generó la mayor parte de los ingresos de la Empresa. Como se mencionó anteriormente, el Margen Neto de Refinación es un indicador clave de la capacidad de la Compañía para generar rentabilidad de su proceso de refinación. El Margen Neto de Refinación fue ligeramente superior al 4T16 (US\$ 5.7/bbl en el 4T17 vs. US\$ 5.4/bbl en el 4T16). El Margen de Refinación para el 2017 alcanzó los US\$ 5.8/bbl.

Datos Operativos

En Millones de US\$	2016	2017	YoY	4T16	3T17	4T17	YoY	QoQ
Capacidad Instalada de Refinación (en MBDC) ⁽¹⁾	94.5	94.5	-	94.5	94.5	94.5	-	-
Capacidad Utilizada (en MBDC) ⁽²⁾	70.8	69.4	-2.0%	68.6	67.7	73.7	7.5%	9.0%
Producción de Refinados (en MBDC) ⁽³⁾	103.9	104.7	0.7%	104.9	99.4	114.1	8.7%	14.8%
Márgen de Refinación neto (US\$ por BI) ⁽⁴⁾	5.3	5.8	9.6%	5.4	7.8	5.7	4.0%	-27.0%
Ratio de Utilización de Capacidad Instalada ⁽⁵⁾	74.9%	73.4%	-	72.6%	71.6%	78.0%	-	-
Volúmenes de Venta (en MBDC)	145.3	145.2	-0.1%	149.4	152.6	147.3	-1.4%	-3.5%

Notas:

- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede procesar en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (2) La cantidad total de crudo y residuo asfáltico que se procesa en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (3) Cantidad total de productos refinados producidos por un ciclo completo del proceso de refinado.
- (4) Diferencial entre el precio del crudo comprado para nuestras operaciones de refinación y el precio de nuestros productos refinados extraídos de dicho crudo. Se descuentan los costos de operación de las refinerías.
- (5) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

La producción se incrementó a 114.1 MBDC en el 4T17 comparado con 104.9 MBDC en el 4T16 debido a que, en el 4T17, se formuló mayor volumen de Diesel ULSD en las refinerías Talara y Conchán a partir de insumos importados o adquiridos en el mercado local. La menor producción en el 4T16 se debió principalmente a problemas en la Refinería Iquitos pues no se pudo retirar Crudo Mayna de la Estación 1 del Oleoducto por el paro de las comunidades nativas de las cuencas del Río Marañón, Chambira, Morona, Pastaza, Corrientes y Tigre que originó el bloqueo del tránsito fluvial en la vía Saramuro – Iquitos desde el 01.09.2016 hasta el 16.12.2016. Durante el 2017, la producción fue similar al año 2016 (104.7 MBDC en el 2017 vs. 103.9 MBDC en el 2016). El volumen de ventas de 147.3 MBDC en el 4T17 fue similar a los 149.4 MBDC del 4T16. El volumen de ventas durante el 2017 fue 145.2 MBDC.

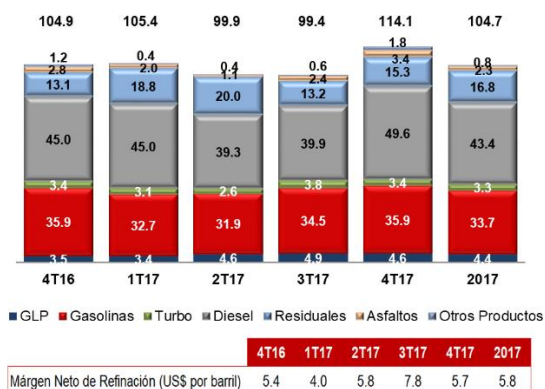
El Ratio de Utilización de la Capacidad Instalada fue de 78.0% en el 4T17, superior al ratio de 72.6% en el 4T16. El Margen de Refinación de US\$ 5.4/bbl en el 4T16 fue menor a US\$ 5.7/bbl en el 4T17, manteniéndose la buena gestión operacional. En el 2017, el Margen de Refinación alcanzó US\$ 5.8/bbl. El Ratio de Capacidad Instalada disminuyó de 70.8% en el 2016 a 69.4% en el 2017 debido a que, en este último año, se inició la comercialización de Diesel ULSD en los Departamentos de Ancash, Apurímac, Ayacucho, Cajamarca, Huánuco, Huancavelica, Ica, Lambayeque y Pasco en cumplimiento de la normativa, lo que impactó en la operación de las refinerías Talara y Conchán ya que éstas no tienen la capacidad de producir diesel con dichas características a partir de su proceso productivo. El diesel obtenido de las operaciones de las refinerías mencionadas fue exportado y/o suministrado a un cliente local, atendiéndose la demanda nacional de Diesel ULSD con producto formulado a partir de insumos importados o adquiridos localmente. Las ventas fueron de 147.3 MBDC en el 4T17, similares a los 149.4 MBDC del 4T16.

Reporte Financiero

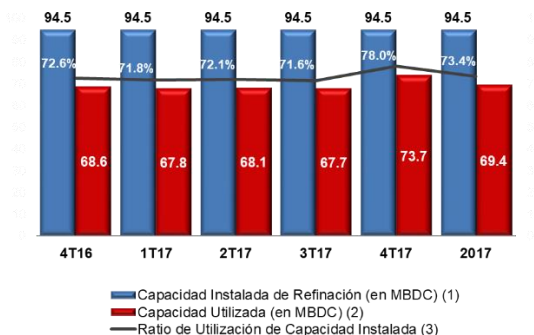


Productos Refinados

(En MBDC)



Ratio de Capacidad de Utilización



- (1) Cantidad máxima de crudo que se puede introducir en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (2) La cantidad total de crudo, residuo asfáltico y reprocesamiento de diesel que se introducen en la primera etapa del proceso de refinado, denominada destilación atmosférica.
- (3) Capacidad de utilización de la refinería medida por el crudo procesado (en miles de barriles medios por día para el período) dividido por capacidad de refinación de destilación atmosférica

OLEODUCTO NOR PERUANO (ONP)

Luego de la inspección de los trabajos de reparación y mantenimiento de la tubería del Oleoducto Nor Peruano (ONP) y el levantamiento de los mandatos de OSINERGMIN, se reinició el bombeo en sus tramos, en las siguientes fechas:

Tramo	Fecha de Reinicio
ORN	06.02.2017
Tramo II	15.06.2017
Tramo I	26.09.2017

Para poner en operación los 3 tramos del ONP, se realizaron los siguientes trabajos:

- Reparación de anomalías por pérdida de espesor y abolladuras en la tubería, y ejecución de trabajos de distensionamiento; de acuerdo a las últimas inspecciones internas realizadas en cada tramo.
- Reparación de las averías y daños ocurridos en el ONP en el 2016 y 2017, mediante la instalación de camisas de refuerzo o reemplazo de tubería.
- Inspección de las camisas de refuerzo instaladas en el ONP antes del año 1999 y reparación de los cordones de soldadura donde fue requerido.

Los volúmenes transportados en los tramos del ONP en los últimos 5 años, fueron los siguientes:

El volumen Transportado por el Tramo II en el año 2017, fue de 1,905 MB (5.22 MBDC en 365 días), debido principalmente a que durante dicho año se reinició paulatinamente el bombeo en todos los tramos del ONP.

Tabla 1: Volumen transportado en cinco últimos años

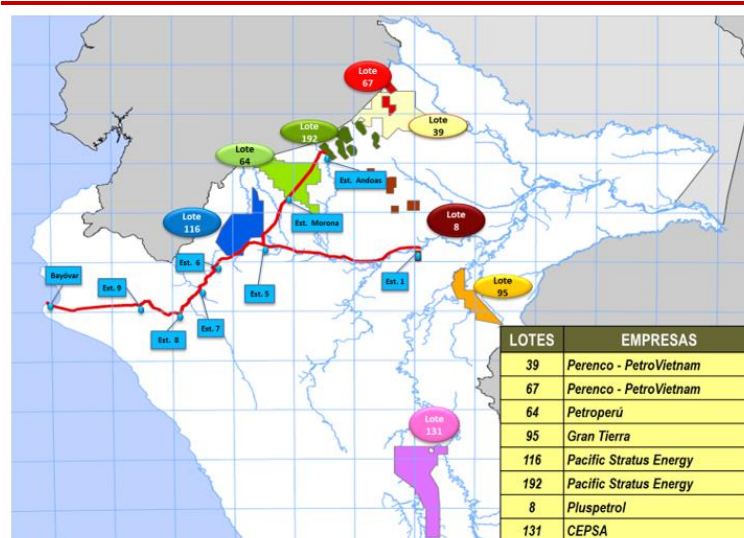
AÑOS	Tramo ORN (MB)	Tramo I (MB)	Tramo II (MB)
2013	5,480	2,234	7,825
2014	4,709	3,794	8,603
2015	3,529	3,130	6,338
2016 (*)	287	350	614
2017	1,454	614	1,905

(*) El ONP estuvo paralizado durante 11 meses debido a la imposición de mandatos por parte de OSINERGMIN, que restringieron su operación.

La Estación 1 del ONP ha operado de manera continua durante el 2017, recepcionando un volumen de crudo de 2,130 MB del Lote 8, operado por la empresa Pluspetrol; para su posterior despacho a través de barcazas a la Refinería Iquitos. Este volumen fue 33% superior al volumen recepcionado y despachado en el 2016.

La siguiente imagen muestra la posición estratégica del ONP, al existir un potencial significativo de reservas probadas en la selva norte. Otro pozo potencial de petróleo es el Lote 64 de GeoPark. GeoPark comenzará a producir a fines de 2019, con 10.000 barriles de petróleo por día (BPD) ya que ya tiene dos pozos perforados, y espera obtener el estudio de impacto ambiental aprobado para fines de 2018. GeoPark tiene una participación de 75% en el Lote 64 y es socio de PETROPERÚ que posee el 25% restante.

Posición Estratégica del Oleoducto Nor Peruano



Como se mencionó en el Reporte Financiero del Tercer Trimestre 2017, PETROPERÚ firmó un Acuerdo de Intenciones con Techint para evaluar la posibilidad de suscribir un Contrato de Asociación en Participación para la puesta en valor del ONP y ORN ; TECHINT tiene el compromiso de efectuar el diagnóstico de la situación actual del ONP y ORN y alcanzar una propuesta técnica/económica. A solicitud de TECHINT, PETROPERÚ amplió el plazo de presentación de su propuesta por 90 días adicionales, el cual vence el 10.01.2018.

Es importante mencionar que, dentro del Decreto Legislativo N° 1292²¹, se estableció que, el Ministerio de Energía y Minas, a propuesta de OSINERGMIN, mediante Decreto Supremo aprobaría (en un plazo de 360 días, el cual vencía el 26.12.2017) un Esquema de Regulación Tarifaria en el marco del Contrato de Concesión correspondiente y sus modificatorias suscrito entre el Estado Peruano y PETROPERÚ. Para ello y con el objetivo de contribuir al cumplimiento de ese plazo, PETROPERÚ propuso al Ministerio de Energía y

²¹ Decreto Legislativo (publicado el 30.12.2016) que declara de necesidad pública y de interés nacional la operación segura del Oleoducto Nor Peruano y dispone la reorganización y mejora del gobierno corporativo de Petroperú S.A.



Minas, un Esquema de Regulación Tarifaria y las modificaciones necesarias en el Contrato de Concesión Definitiva que viabilicen su aplicación. A Diciembre 2017, aún no se ha tenido respuesta del Ministerio de Energía y Minas.

OSINERGMIN cumplió con el plazo establecido en el D.L. 1292 para entregar su propuesta; sin embargo, concluye, en su Informe Técnico Legal N° 616-2017-GRT, que no ha sido posible elaborar un Esquema de Regulación Tarifaria que cumpla a cabalidad con todas las restricciones impuestas por la norma (D.L. N° 1292), por lo que se encuentra imposibilitado de remitir al Ministerio de Energía y Minas una propuesta de nuevo Esquema de Regulación Tarifaria, recomendando al mismo tiempo, efectuar las modificaciones al D.L. 1292 de forma de compatibilizar la aplicación de los criterios de sostenibilidad financiera para PETROPERÚ y promoción de la producción para las empresas petroleras de la Selva Norte.

En el tema social y ambiental, PETROPERÚ mantiene su compromiso constante con las comunidades aledañas a las Estaciones de Bombeo a través de las actividades de proyección a la comunidad, realización de talleres productivos, charlas educativas, charlas médicas y psicológicas impartidas a los pobladores de la zona, demostrando el interés en el desarrollo social y económico de las comunidades aledañas mejorando así los lazos amicales. Asimismo, se cumplió con la realización del monitoreo trimestral de emisiones gaseosas - calidad de aire, efluentes líquidos - calidad de agua de las estaciones.

EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

Lote 64

PETROPERÚ es socio no operador en el Lote 64 producto de la cesión de posición contractual a favor de GeoPark en el Contrato de Licencia (01.12.2016). La transferencia de la operación culminó el 31.01.2017, a partir de esa fecha GeoPark viene realizando actividades relacionadas al Estudio de Impacto Ambiental para el desarrollo del Yacimiento Situche Central, así como actividades para el Programa Exploratorio teniendo como objetivo inicial poner en producción los pozos SC-3X y SC-2X, y la perforación de un pozo exploratorio. A Diciembre 2017, se continúa con la elaboración del estudio ambiental de desarrollo, coordinaciones y permisos para el programa exploratorio, y actividades de relacionamiento comunitario.

Lote 192

A Diciembre 2017, el Lote 192 es operado por Pacific Stratus Energy (actual Frontera Energy) con un Contrato de Servicios Temporal de dos (02) años; el Contrato estuvo en Fuerza Mayor desde Febrero del 2016 hasta Diciembre del 2017; por ello, se estima que el Contrato culminará en Junio del 2019. Al amparo de la Ley N° 30357, PETROPERÚ previa evaluación y negociación directa con Perupetro S.A. podría suscribir el Contrato de Licencia de Explotación de Hidrocarburos del Lote 192. Como se informó en el Earning Release 3T17, PETROPERÚ entró a un proceso de negociación con Frontera Energy a fin de operar el Lote de manera conjunta, el cual no progresó por no existir las condiciones adecuadas para ello en ese momento. A Diciembre 2017, PETROPERÚ solicitará a Perupetro S.A. ser calificado como empresa petrolera, para luego ser convocado a una negociación directa de los términos y condiciones del Contrato de Licencia. Suscrito el Contrato de Licencia, PETROPERÚ estaría facultado a convocar a socios estratégicos para el desarrollo y operación del Lote.

ALQUILERES Y UNIDADES PRIVATIZADAS

Este segmento corresponde al arrendamiento de determinadas instalaciones a terceros. Los ingresos reportados de este segmento se clasifican en Otros Resultados Operativos, alcanzando US\$ 72.3 MM en el 2017.

3. OTROS ASPECTOS DE GESTIÓN QUE IMPACTAN LOS RESULTADOS

3.1. BUEN GOBIERNO CORPORATIVO CORPORATE GOVERNANCE

PETROPERÚ cuenta con un Código de Buen Gobierno Corporativo desde el año 2010, cuya última actualización se realizó en Junio del 2016. Las prácticas de buen gobierno corporativo se encuentran en continua renovación, para coadyuvar en su eficiencia, contabilidad y responsabilidad con su entorno y sus grupos de interés.

Durante el 2017, PETROPERÚ implementó el Sistema de Integridad, que incluye un Código de Integridad y una Política Antifraude y Anticorrupción, así como una Línea de Integridad (canal confidencial de denuncias/reportes) y un Comité de Integridad para atender y recomendar una respuesta frente a los reportes presentados, con el fin de generar mecanismos para la detección y solución oportuna de situaciones sobre conflictos de interés, fraude, corrupción o cualquier acto contrario al Código de Integridad y sus normas relacionadas. Además de ello, la Empresa renovó su Política Integrada de Control Interno y su Política Integral de Riesgos acorde a los estándares de gobernanza corporativa. Asimismo, en Diciembre 2017, se dio inicio a la autoevaluación anual del Directorio y Directores de PETROPERÚ, en cumplimiento de las Buenas Prácticas de Gobierno Corporativo establecidas en la Empresa.

Como resultado de la implementación de referido Sistema de Integridad, los esfuerzos de PETROPERÚ por alcanzar una mejor reputación corporativa fueron reconocidos por diversos grupos de interés. PETROPERÚ mejoró significativamente su posición en el ranking de las 100 empresas más respetadas del país. De acuerdo con el Monitor Empresarial de Reputación Corporativa (MERCOR), PETROPERÚ se colocó en la posición 48, lo que significa una mejora de 44 puestos en un año. Es importante destacar que PETROPERÚ es la Compañía, que ha logrado escalar más puestos entre todos, a pesar de las críticas de algunos sectores.

3.2. GESTIÓN SOCIAL Y AMBIENTAL ENVIRONMENTAL & SOCIAL MANAGEMENT

En el año 2017 se aprobó la nueva estructura básica de PETROPERÚ, conformándose las Gerencias Corporativas Gestión Social y Comunicaciones (GCGS) y Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional (GCAS), evidenciando la decisión estratégica de la compañía de incluir la gestión social y ambiental como variables de suma importancia para la continuidad del negocio y para la toma de decisiones. Asimismo, se fortaleció el relacionamiento con las comunidades nativas aledañas al Oleoducto Nor Peruano (ONP), mediante el afianzamiento de un equipo de relaciones comunitarias permanente en campo.

En materia social, se elaboró un Plan de Gestión Social, que engloba a las actividades de todas las operaciones de la Empresa a nivel nacional bajo un enfoque intercultural, que le permite incorporar las distintas visiones de los diversos grupos humanos que conviven en el entorno de las operaciones; así como enmarcar diferentes compromisos como la cero tolerancia a la contratación de mano de obra infantil y el empoderamiento de la mujer. En este marco, la Empresa se declara respetuosa de los compromisos asumidos en las diferentes mesas de diálogo y de desarrollo en las que participa. Durante el año 2017, La Compañía ha puesto énfasis en el cumplimiento de estos compromisos, como la entrega de cámaras de vigilancia para la seguridad ciudadana y mejoramiento de infraestructura educativa en la ciudad de Ilo; la renegociación de compromisos con 22 localidades y poblaciones en la cuenca del río Morona; el inicio de la construcción del colegio Villarreal y el mejoramiento integral de la Av. G en Talara.

De igual forma, la Compañía mantuvo su intervención social en las líneas educativa, de cuidado de la salud y protección del ambiente, para lo cual, durante el 2017, desarrolló programas educativos y ambientales beneficiando a más de 116 760 niños y adultos. Por su relevancia, destacamos la entrega de 62 549 kits de útiles escolares, la realización de 16 783 atenciones médicas, la capacitación de 150 monitores ambientales y la instalación de 21 puntos para la segregación de residuos sólidos en poblaciones aledañas a nuestras operaciones Talara, Iquitos, Conchán y Oleoducto.

PETROPERÚ ha identificado oportunidades de trabajo mutuo con la población, es por ello que ha implementado un Sistema de Alerta Temprana y el desbroce del derecho de vía del ONP, como mecanismos de seguridad participativa a través de empresas locales, supervisando de manera exhaustiva la contratación local y las condiciones laborales en línea con los principales estándares de Derechos Humanos. Así también se ha brindado apoyo para que 13 comunidades del Tramo II del ONP puedan acreditar sus juntas directivas comunales, de acuerdo a las normas y disposiciones legal es vigentes.



Durante el 2017, la Compañía sobrepasó el porcentaje de contratación de mano de obra local no calificada establecido en el Estudio de Impacto Ambiental del Proyecto de Modernización de la Refinería Talara (PMRT), cubriendo más del 80% del total de puestos requeridos con trabajadores de Talara. Respecto a la mano de obra calificada, aun cuando no existe un porcentaje mínimo para la contratación local, más del 30% del personal calificado es procedente de Talara. En total, más de 1700 talareños han trabajado en el PMRT y han mejorado sus ingresos familiares.

Por otro lado, en materia ambiental, durante el 2017 la Compañía concluyó el proceso de identificación de sitios posiblemente contaminados que superen los Estándares de Calidad Ambiental (ECA) para Suelo en sus emplazamientos. Los informes resultantes han sido remitidos, en su revisión final, a la Dirección General de Asuntos Ambientales Energéticos del MEM. Una vez aprobados por la Autoridad, se continuará con las fases siguientes del proceso enmarcado en el cumplimiento del ECA para Suelo.

Asimismo, PETROPERÚ continuó la ejecución de los trabajos de limpieza y remediación de las áreas afectadas por los derrames de petróleo ocurridos en el Oleoducto Nor Peruano durante el 2016, así como atendió seis (06) nuevos eventos originados tanto por actos de terceros (04) como por aspectos técnicos (02). Paralelamente, la Compañía ha puesto en marcha un proceso sistemático de monitoreo ambiental enfocado al seguimiento y evolución de la rehabilitación de los suelos, aguas superficiales y sedimentos acuáticos, así como de la flora y fauna de las zonas remediadas.

De igual forma, la Compañía ha continuado desplegando esfuerzos en la medición y reporte de su Huella Ecológica con enfoque de Ecoeficiencia, a través de sus inventarios anuales de gases de efecto invernadero, elaborados bajo los lineamientos de la norma ISO 14064-I:2006 y la determinación, por primer año, de la Huella Hídrica de Refinería Conchán según los requisitos de la norma ISO 14046:2014. Cabe precisar que estos indicadores de desempeño, así como los principales resultados en materia ambiental de la Compañía son reportados anualmente a través de su Memoria de Sostenibilidad, elaborada bajo el estándar "Global Reporting Initiative".

Desde el 2014, PETROPERÚ realiza auditorías bancarias para cumplir con los Principios del Ecuador (EP) y los estándares de desempeño del IFC²² en PMRT. La Compañía realiza un esfuerzo permanente para mejorar las prácticas sociales, de seguridad y ambientales, y así alcanzar un desarrollo sostenible. En ese sentido, la Compañía ha decidido adherirse al marco de EP y estándares internacionales del IFC. Estos estándares incluyen sistemas y políticas de gestión empresarial, mejores prácticas en la industria, tendencias del mercado y preocupaciones de grupos de interés. La última auditoría realizada en Julio, 2017 dio como resultado el cumplimiento en la implementación de los EP y estándares de desempeño del IFC, y emitió 26 recomendaciones que se están implementando gradualmente.

El Sistema Integrado de Gestión Corporativo (SIG-C), es el conjunto de elementos que permite gestionar corporativamente la protección del ambiente, la prevención de accidentes y el deterioro de la salud en el trabajo y la satisfacción de las necesidades de nuestros clientes. La implementación del SIG-C se inició en el año 2014 teniendo como alcance las principales Áreas Operativas de la Empresa (Refinería Talara, Refinería Conchán, Refinería Iquitos, Oleoducto Nor Peruano), así como las Áreas Comercial, Cadena de Suministro e Ingeniería.

Del 29 de Noviembre 2017 al 15 de Diciembre 2017 se realizó la auditoría externa en todas las Sedes, teniendo como resultado la recomendación del equipo auditor de la empresa SGS del Perú S.A.C. para la obtención de las certificaciones ISO 9001:2015, ISO 14001:2015 y OHSAS 18001:2007.

3.3. ASPECTOS ORGANIZACIONALES

El Directorio aprobó la nueva Estructura Organizacional de la Empresa para los niveles 1 (Gerente General), 2 (Gerentes Corporativos, Gerente Auditoría, Gerente Oleoducto, Gerente Refinación Talara [incluye la actual refinería y el PMRT], Gerente Refinación [incluye las otras refinerías de la empresa], Gerente Comercial, Gerente Cadena de Suministro, Gerente Relaciones con Inversionistas y Secretario General) y 3 (Sub Gerentes, Asesor de Gerencia General). Asimismo, el 4 de Setiembre, 2017, Gerencia General aprobó la Estructura Complementaria de los niveles: 4 (Jefes), 5 (Supervisores), y 6 (Empleados).

PETROPERÚ continua mejorando la organización, a través de las siguientes acciones: 1) definición de lineamientos estratégicos claros, 2) fortalecimiento a la cultura organizacional, 3) implementación de nuevas políticas de compensación, 4) implementación de

²² IFC: Corporación Financiera Internacional, organismo que forma parte del Banco Mundial.

Reporte Financiero



programas de incentivos voluntarios, 5) fortalecimiento de las comunicaciones internas, 6) gestión de talentos y conocimientos, 7) actualización de políticas de RRHH, 8) reducción de Presupuesto, 9) optimización de Defensas Judiciales (Empleados) y 10) reducción de contingencias laborales, entre otros.

La evaluación del personal es un objetivo estratégico de la Empresa que, permitirá a través de un Plan de Desarrollo Individual, generar oportunidades que mejorarán las competencias que cada trabajador emplea en la ejecución de sus actividades laborales. Para ello, se ha establecido el Sistema de Gestión del Desempeño, el cual se llevará a cabo a partir del 2018.

Con el fin de contar/mantener personal calificado en la Empresa, se han establecido estrategias de atracción y retención de talento; para ello, se buscará apoyo a través de una asesoría externa. Esta estrategia de atracción y retención del talento, se soporta de los procesos de Gestión de Desempeño, Política Retributiva, Clima Laboral y Cultura Organizacional y Capacitación.

Resumen Financiero

Estado de Resultados

En Millones de US\$	2016	2017	YoY ⁽¹⁾
Ventas Nacionales	3,052.5	3,585.5	17.5%
Ventas al Exterior	265.2	393.7	48.5%
Otros Ingresos Operacionales	72.2	72.3	0.1%
Total Ingresos	3,390.0	4,051.6	19.5%
Costo de Ventas	-2,834.8	-3,462.3	22.1%
Costo de Ventas (% de Ingresos)	83.6%	85.5%	-
Ganancia Bruta	555.2	589.2	6.1%
Margen Bruto (%)	16.4%	14.5%	-
Gastos Operativos	-449.5	-290.7	-35.3%
Gastos Operativos (% de Ingresos)	13.3%	7.2%	-
Resultado Operativo	105.7	298.6	182.4%
Margen Operativo (%)	3.1%	7.4%	-
Resultado Neto	40.7	185.1	355.0%
Margen Neto (%)	1.2%	4.6%	-
EBITDA Ajustado	376.6	347.3	-7.8%
Margen de EBITDA Ajustado (%)	11.1%	8.6%	-

(1) Year-over-year (YoY): Compara los resultados financieros con los del mismo periodo del año anterior.

Estado de Flujo de Efectivo

En Millones de US\$	2016	2017	YoY
Flujo de Caja Operativo	335.1	165.0	-50.8%
Flujo de Actividades de Inversión	-1,101.0	-1,228.5	11.6%
Flujo de Caja de Actividades de Financiamiento	833.7	1,652.7	98.3%

Estado de Situación Financiera

En Millones de US\$	2016	2017	YoY
Activo Corriente	1,148.0	2,319.2	102%
Activo No Corriente	3,028.7	3,619.6	20%
Total Activos	4,176.8	5,938.7	42%
Deuda Financiera a Corto Plazo	1,733.4	1,319.2	-24%
Deuda Financiera a Largo Plazo	248.9	1,985.1	697%
Total Deuda Financiera	1,982.4	3,304.3	67%
Otros Pasivos	1,078.5	1,016.8	-6%
Total Pasivo	3,060.8	4,321.1	41%
Patrimonio	1,115.9	1,617.6	45%
Total Pasivo + Patrimonio	4,176.8	5,938.7	42%
Pasivo Corriente	2,728.2	2,266.2	-17%
Capital de Trabajo	-1,580.2	52.9	103%
Deuda / EBITDA	5.3	9.5	-81%