

# Petróleos del Perú (PETROPERÚ S.A.)

## Fundamentos

Apoyo & Asociados (A&A) ratificó las clasificaciones de AA-(pe) y CP-1-(pe) de los instrumentos de PETROPERÚ S.A. sustentado principalmente en lo siguiente:

A&A considera que el soporte del Gobierno es explícito, no solo a través de decretos legislativos que permiten que la Empresa opere de una manera más eficiente y rentable (recuperación del IGV de la Amazonía y transferencia de las obligaciones de pensiones a la Oficina de Normalización Previsional), sino también por la garantía financiera de hasta US\$1,000 millones para el financiamiento del proyecto de construcción de la Nueva Refinería Talara, la cual, hasta la fecha, no ha sido comprometida como garante de pago, así como la capitalización de una porción de la utilidad del ejercicio del 2019 por US\$171.0 MM (US\$154.0 MM como capital adicional y US\$17.0 MM a la Reserva Legal).

La Empresa, al ser una entidad de propiedad del Estado y de importancia estratégica para el abastecimiento energético, cuenta con una clasificación de riesgo internacional altamente vinculada al perfil crediticio soberano del país. Cabe señalar que la clasificadora internacional *FitchRatings* modificó la clasificación de PETROPERÚ S.A. de BBB+ con perspectiva negativa a BBB con perspectiva estable, en línea con la evolución de la clasificación de riesgo soberana.

Por otro lado, se ha considerado que PETROPERÚ S.A. posee una posición estratégica para el abastecimiento nacional de hidrocarburos líquidos al contar con plantas de venta a lo largo del territorio nacional, obteniendo una ventaja competitiva respecto a la competencia, al tener presencia en todas las regiones del país. Es importante mencionar que cuenta con el 36% de participación de mercado interno de combustibles al cierre de setiembre 2021. La Empresa está en camino a la integración vertical con el regreso al *upstream*, lo que permitirá reforzar su posición estratégica en el negocio de hidrocarburos. Y se espera que cuente con el 51.8% de capacidad de refino del país luego de la puesta en operación de la Nueva Refinería Talara.

Asimismo, posee activos de importancia estratégica tanto para sus operaciones como para su desempeño financiero. Es así que la Empresa cuenta con el Oleoducto Norperuano (ONP) y una red de distribución a través de terminales y plantas de ventas; estos activos le permiten tener acceso a mayores y mejores fuentes de materia prima en términos de costos, generar sinergias entre sus operaciones, así como cercanía a sus clientes.

La Empresa se encuentra en una posición ventajosa relacionada a la baja probabilidad de tener competencia de parte de nuevas refinerías, ya que la industria de la refinación presenta altas barreras de entrada, debido a los elevados niveles de inversión que se requiere para su funcionamiento y a la presencia de economías de escala.

A pesar de estar expuesta a la volatilidad de la cotización del crudo y de los combustibles que comercializa, PETROPERÚ S.A., a diferencia de sus competidores, ha mostrado, en los últimos años, una capacidad de generar un EBITDA positivo aún en escenarios de estrés.

La Clasificadora espera que la inversión para la construcción de la Nueva Refinería de Talara (NRT), para producir diésel y gasolinas con menos de 50 ppm de azufre, incrementará los márgenes de refino, la flexibilidad de la estructura de costos y la estabilidad en los flujos de la Empresa, debido a que le permitirá aumentar la carga de la unidad primaria, procesar crudos de mayor realización económica (crudos pesados como los provenientes de la selva

Ratings	Actual	Anterior
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.	CP-1- (pe)	CP-1- (pe)
Obligaciones de Largo Plazo	AA- (pe)	AA- (pe)

Con información financiera no auditada a setiembre 2021

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 30/11/2021 y 20/07/2021

## Perspectiva

Estable

## Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	12M Set-21	Dic-20	Dic-19
Ingresos	3,780,944	3,121,759	4,668,046
EBITDA	378,510	128,621	350,671
Flujo de Caja Operativo (CFO)	735,754	454,877	645,742
Deuda Financiera Total	4,942,940	4,417,901	4,175,232
Caja y valores	176,474	64,818	375,899
Deuda Financiera / EBITDA	12.99	34.32	11.87
Deuda Financiera Neta / EBITDA	12.52	33.66	10.80
EBITDA / Gastos Financieros	19.95	3.87	9.38

Fuente: Petroperú

## Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (Enero 2017)

## Analistas

Gustavo Campos Rivero  
[gustavo.campos@aai.com.pe](mailto:gustavo.campos@aai.com.pe)

Julio Loc Lam  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

T. (511) 444 5588

peruana) y optimizar la producción de productos de mayor valor económico, a partir de su puesta en marcha en el segundo trimestre del 2022.

Asimismo, la clasificación está limitada por:

Los niveles de Deuda Financiera/EBITDA, los cuales se elevaron a 12.99x a 12M setiembre 2021 y 34.32x a diciembre 2020. Cabe señalar que previo al inicio del proyecto NRT, dichos indicadores se encontraban en niveles inferiores.

Se espera que mantenga un promedio superior a 14x hasta que la NRT entre en operación a fines del segundo trimestre del 2022 y se empiece a amortizar la deuda contraída. Es decir, los niveles de apalancamiento se elevaron a niveles superiores a los de la categoría y estándares de la industria en situaciones regulares. Cabe mencionar que Apoyo & Asociados espera que el nivel de apalancamiento se normalice una vez que la NRT haya entrado en operación.

### ¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Positivamente:

- Reducción importante en el nivel de apalancamiento, ya sea a través de mayor participación de recursos propios y/o aportes de capital en la estructura de financiamiento de la NRT.

Negativamente:

- Retraso en la implementación de la NRT, debido a situaciones de fuerza mayor o incumplimiento del contratista. En este caso, se afectaría a la rentabilidad de la empresa, así como su capacidad de generación para el repago de la deuda.
- El debilitamiento del respaldo que tiene PETROPERÚ S.A. por parte del Estado, lo cual podría reflejarse incluso en una disminución en la clasificación del riesgo soberano del país.

## Perfil

Petróleos del Perú (PETROPERÚ S.A.), es una empresa estatal de derecho privado que tiene participación en casi toda la cadena de valor del sector hidrocarburos, es decir, opera en las fases de: transporte, refino, distribución y comercialización de hidrocarburos.

Cabe mencionar que, en la fase de exploración y producción (*upstream*), PETROPERÚ S.A. tiene participación en los Lotes 64 y 192, los cuales se encuentran en distintas etapas para definir la explotación de los mismos.

Cabe mencionar que, mediante el DS N°024-2021-EM, publicado el 28 de setiembre del 2021, fue aprobada la cesión de la participación de GeoPark Perú S.A.C. en el Lote 64 a favor de PETROPERÚ S.A. De esta manera, la Compañía asumirá el 100% de los derechos y obligaciones para la exploración y explotación de hidrocarburos. A la fecha se encuentra pendiente el cierre de la Consulta Previa y que se emita el Decreto Supremo que apruebe la suscripción del Contrato de Licencia.

Por otro lado, el 21 de junio del 2021, PETROPERÚ seleccionó a la compañía Altamesa como socio operador del Lote 192. Respecto al proceso de Consulta Previa, a la fecha, está pendiente la emisión del informe de cierre por el MINEM.

En la fase de comercialización, participa abasteciendo la demanda interna de productos derivados de los hidrocarburos, y está presente en el sector minorista, a nivel nacional, a través de las estaciones de servicios afiliadas a la marca PETRORED.

La Empresa fue constituida y denominada como Petróleos del Perú - PETROPERÚ S.A. por el Decreto Ley N° 17753, el 24 de julio de 1969. El Estado es el único propietario del 100% de las acciones y su representación es ejercida por cinco funcionarios, dos de ellos del Ministerio de Economía y Finanzas (MEF) y tres del Ministerio de Energía y Minas (MEM), cada uno de los cuales representa el 20% de las acciones.

PETROPERÚ S.A. se rige por el Decreto Legislativo N°43 – Ley de la Empresa Petróleos del Perú, PETROPERÚ S.A y sus normas modificadas. Cabe mencionar que existen otras normas de carácter especial emitidas en relación a la empresa.

La Empresa es de importancia estratégica para la provisión de energía a nivel nacional, y se espera que cuente con una capacidad de refino de 95,000 barriles por día (BPD), una vez que entre en operación la NRT la cual representaría el 51.8% de la capacidad total de refino del Perú. Asimismo, la Empresa es propietaria de 5 de las 6 refinerías existentes a nivel de país.

Asimismo, PETROPERÚ S.A. tiene presencia en todo el territorio nacional, lo cual le permite contar con la cobertura necesaria para abastecer la demanda nacional de combustibles y otros productos derivados de los hidrocarburos y atender

Refinerías	Capacidad de Refino (MBPD)	Capacidad de Refino (%)
Talara*	65.0	66%
Conchán	15.5	16%
Iquitos	12.0	12%
El Milagro*	2.0	2%
Pucallpa*	3.3	3%
<b>Total</b>	<b>97.8</b>	<b>100%</b>

\* Actualmente fuera de servicio

Fuente: Petroperú S.A.

requerimientos de empresas del exterior. Además, abastece a nivel nacional como proveedor estratégico a las Fuerzas Armadas y Policía Nacional del Perú.

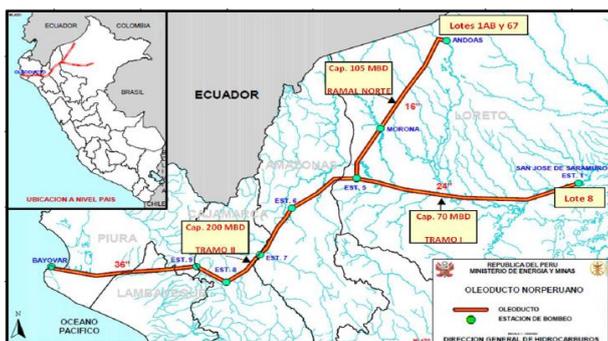
PETROPERÚ S.A. tiene una participación del 36% de la demanda nacional de combustibles al cierre del tercer trimestre del 2021, concentrada en su mayoría en los productos Diesel, Gasolinas y GLP.

Además, cuenta con el único oleoducto que conecta los principales lotes de petróleo de la selva norte del país con el Terminal de Bayóvar. El Oleoducto Norperuano (ONP) tiene capacidad de transportar 100 mil barriles por día. Actualmente, la Empresa mantiene contratos de servicio de transporte con Perenco (Lote 67) y Petrotal (Lote 95), Perupetro S.A.

El ONP está conformado por tres tramos: Tramos I (Estación 1 – Estación 5) y II (Estación 5 – Terminal Bayóvar) que empezaron a operar el 24 de mayo de 1977, y el Oleoducto Ramal Norte (Estación Andoas – Estación 5) entró en funcionamiento el 24 de febrero de 1978.

El transporte de petróleo crudo fue bajo, debido a los conflictos sociales; sin embargo, la situación de los tramos del ONP es el siguiente:

- i) Tramo I: se encuentra operativo; sin embargo, hubo baja entrega, a inicios del 2021, por la exportación de parte de la producción de Lote 95 a Brasil y el reinicio de la operación del Lote 67, el cual se dio a partir de marzo del 2021. Además, las operaciones de la Estación 01 estuvieron paralizadas por el conflicto social con las Comunidades Nativas Saramurillo del 14 de julio del 2021 al 08 de setiembre del 2021.
- ii) Tramo II: Se encuentra operativo; no obstante, se ha tenido un menor bombeo por problemas ocurridos en los Tramos I y ORN. Asimismo, desde el 04 de octubre del 2021, se encuentra paralizada la operación del bombeo del Tramo II, debido a la toma de la Estación 5 por parte de manifestantes de comunidades aledañas al ONP.
- iii) ORN: El 27 de febrero del 2021 fue la última entrega de crudo por parte del Lote 192 cuyas operaciones se encuentran paralizadas y se espera que, las operaciones de dicho lote reinicien en abril 2022.



Fuente: MEM

Sobre la participación de la Empresa en Lotes para la producción de hidrocarburos, en julio del 2020, Geopark informó su decisión irrevocable de retirarse del Contrato de Licencia. Posteriormente, en agosto del 2020, PETROPERÚ aceptó la cesión del 75% de participación de Geopark, por lo que ahora PETROPERÚ posee el 100% de participación, la cual se oficializó en setiembre 2021, mediante una nota de prensa.

Al cierre del tercer trimestre del 2021, aún se encuentra pendiente de aprobación el Estudio de Impacto Ambiental de Desarrollo del Yacimiento Situche Central por parte de SENACE y del Programa Exploratorio.

Por otro lado, en virtud de la Ley 30357, PETROPERÚ S.A. espera suscribir un contrato de licencia de explotación con Perupetro S.A. bajo la cual PETROPERÚ se convertirá en el nuevo operador del Lote 192 por un periodo de 30 años.

El 17 de junio del 2020, PETROPERÚ y Perupetro S.A. iniciaron la negociación directa del Contrato de Licencia. Actualmente el Ministerio de Energía y Minas se encuentra elaborando el Informe de Cierre del proceso de Consulta Previa, y luego de la emisión, se iniciará el trámite de obtención del Decreto Supremo que autorice a Perupetro S.A. a suscribir el Contrato de Licencia con PETROPERÚ.

El Contrato del Lote 192 era operado por Frontera Energy (antes Pacific Stratus Energy), el cual culminó el 05 de febrero del 2021. En este sentido, a partir del 06 de febrero del 2021, el Lote 192 se encuentra en custodia de PETROPERÚ. El 21 de junio del 2021, la Compañía aprobó la propuesta de Altamesa Energy Canada Inc. como socio estratégico para la participación en el Contrato de Licencia para la explotación de hidrocarburos del lote.

La participación de PETROPERÚ S.A. en ambos lotes le permitirá asegurar que parte del suministro de crudo de la Nueva Refinería Talara sea adquirido a costo de producción, obteniendo una cobertura natural ante las variaciones en la cotización del crudo, así como acceder a un sustituto del crudo importado y asegurar el abastecimiento de materia prima.

## Estrategia

La visión de PETROPERÚ S.A. es ser una empresa líder en la industria de hidrocarburos, con autonomía económica, financiera y administrativa e integrada verticalmente. Para ello,

la estrategia de la Empresa es proveer hidrocarburos de alta calidad al mercado nacional e internacional, administrando de manera eficiente sus recursos y realizando sus actividades de forma sostenible, eficiente e incorporando innovaciones acordes a estándares internacionales.

De esta manera, la Empresa formula, en promedio, cada dos años sus objetivos tanto anuales como quinquenales, los cuales son revisados y aprobados por el MINEM. A través de éstos, PETROPERÚ S.A. busca modernizarse en todas las dimensiones y prepararse para una oferta pública de acciones (hasta 49% de participación privada en el capital social), según la Ley N° 30130 y su Reglamento.

De la misma manera, se ha planteado optimizar sus operaciones comerciales y la logística en la cadena de valor de combustibles, a fin de incrementar su participación en el mercado interno y afianzar su participación en el sector minorista a nivel nacional, a través de la red de estaciones de servicio afiliadas a la marca PETRORED.

A setiembre 2021, se registraron 689 EE.SS. afiliadas y distribuidas a lo largo del territorio peruano (667 a diciembre 2020). Cabe mencionar que ésta es la red de afiliadas más grande a nivel nacional. La Empresa mantiene contratos renovables de exclusividad con las EE.SS. afiliadas, lo cual permite participar en el segmento minorista de manera indirecta.

Asimismo, la política comercial y de descuentos, es revisada y actualizada cuando las condiciones de mercado lo demanden, para poder fidelizar y ofrecer un mayor valor agregado tanto a sus clientes mayoristas como minoristas.

Por otro lado, la Empresa, a través de la construcción de la NRT, logrará adaptarse a los requerimientos del mercado en términos de valor y calidad de los combustibles. Además, podrá flexibilizar su estructura de costos, pues podrá procesar crudos de API bajo (crudos más pesados), y optimizar el precio de compra del crudo al aprovechar los arbitrajes entre los distintos mercados de los cuales importa su materia prima.

El presupuesto de inversiones, para el 2021, asciende a aproximadamente US\$1,028.6 millones, concentrado principalmente en el NRT, el cual permitirá el incremento de la capacidad de producción de 65 a 95 mil bpd y el procesamiento de crudos pesados y más económicos para la producción de combustibles de mayor valor comercial. Para el periodo mencionado, se estimó destinar a este proyecto US\$770.1 MM de inversión. Cabe mencionar que, a setiembre 2021, la NRT presenta un avance físico integral de 96.15%.

## Posición Competitiva

La industria de los hidrocarburos se encuentra dividida en los subsectores de exploración y explotación, refinación, transporte y comercialización.

La refinación es el proceso por el cual se separan los diversos componentes del petróleo que son utilizados como

combustibles automotores y productos industriales. Debido al requerimiento de altas inversiones en activos fijos, existen barreras a la entrada en este subsector, que hacen más probable que el ingreso de un nuevo competidor se dé a través de la compra de una refinería ya existente.

En el Perú, la refinación de petróleo se realiza básicamente por dos empresas que, en conjunto, serán capaces de producir alrededor de 90 millones de barriles de derivados anuales una vez que entre en operación la NRT.

Capacidad Instalada de Refinación			
Accionista principal	Refinería	Capacidad (BPD)	%
Petroperú	Talara*	95,000	38.5%
	Conchán	15,500	6.3%
	Iquitos	12,000	4.9%
	El Milagro**	1,900	0.8%
	Pucallpa**	3,300	1.3%
Refinerías Privadas			
Repsol	La Pampilla	117,000	47.4%
Pluspetrol	Shiviyacu	2,000	0.8%
<b>Total</b>		<b>246,700</b>	<b>100%</b>

Fuente: Relapasa

\* Una vez que entre en operación la NRT

\*\* Actualmente fuera de servicio

Entre los productos derivados más importantes producidos en el Perú se encuentran:

Principales Derivados	
Derivado	Uso
Gas Licuado de Petróleo (GLP)	Uso doméstico y en menor medida, industrial
Gasolinas y gasoholes de distinto octanaje	Transporte
Diesel	Transporte, industria y generación de energía eléctrica
Turbo	Transporte aéreo
Residual	Industrial

Elaboración propia

El Perú es deficitario en petróleo crudo, especialmente en liviano. Sin embargo, la Compañía solo ha importado el 14.6% del crudo utilizado durante los últimos 12M setiembre 2021 (7.0% a diciembre 2020). Lo anterior, debido a que la Refinería de Talara se encuentra paralizada temporalmente, debido a las pruebas de ajuste que se están realizando para el inicio de operación de una nueva refinería.

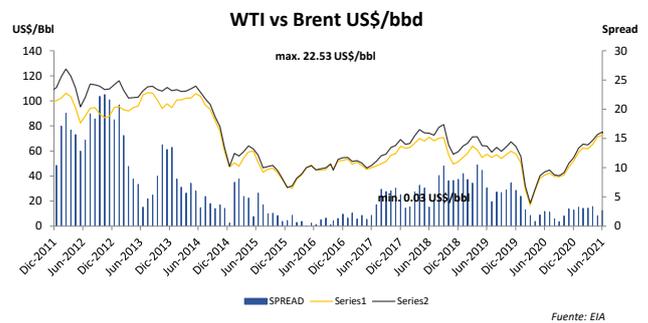
Por otro lado, el 94.9% de las compras de derivados fueron importaciones. Cabe resaltar que la participación de las importaciones en las compras de insumos es significativamente alta, debido a la entrada en vigencia del Decreto Supremo Nº 009-2015-MINAM y D.S. 038-2016-EM, por los cuales se incrementó el número de departamentos en donde está prohibido comercializar diésel con más de 50 ppm de azufre.

Asimismo, a partir del 1ro. de enero del 2018, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasoholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) no debe ser mayor a 50 ppm. Los importadores y distribuidores mayoristas tuvieron hasta el 31 de diciembre del 2017 para adecuarse a ello, mientras que el resto de agentes de la cadena de comercialización de dichos combustibles tuvo hasta el 31 de marzo del 2018.

Durante los últimos 12M setiembre 2021, la demanda nacional de combustibles líquidos ascendió a 2,321.3 miles de barriles por día, incrementando en 20.7% a la demanda registrada durante el 2020. Lo anterior se debió a la liberación de las restricciones impuestas por el Gobierno durante el 2020.

Uno de los elementos más importantes en la estructura de costos es el crudo. A mediados del 2011, el WTI dejó de utilizarse como marcador del precio del crudo y se comenzó a utilizar el precio del crudo Brent, debido a que se generó una diferencia entre dichos marcadores originada principalmente por la pérdida de liquidez y valor de la cotización del WTI por problemas logísticos del suministro. Por lo anterior, el crudo Brent es actualmente el principal referente de precios para PETROPERÚ S.A.

El diferencial entre la cotización del crudo Brent y del WTI, al cierre de los últimos 12M setiembre 2021, fue en promedio US\$2.61 por barril (US\$2.53 en promedio por barril en el 2020). Durante este periodo, la mínima y máxima diferencia entre marcadores fue de US\$0.79 y US\$3.36 por barril, respectivamente.



De acuerdo a la información del EIA, al cierre de los últimos 12M setiembre 2021, el precio del crudo WTI ascendió a US\$71.65 por barril, nivel significativamente mayor al registrado al cierre del 2020 (US\$47.02 por barril). De la misma manera, se debe mencionar que el precio promedio del WTI, durante el año móvil a setiembre 2021, fue mayor que el del 2020 (US\$59.23 por barril vs. US\$39.23 por barril).

Por su parte, durante el periodo en análisis, el precio promedio del Brent ascendió a US\$61.85 por barril, mientras que, en el 2020, el precio promedio fue de US\$41.76 por barril. Como efecto de la pandemia de COVID-19, el precio del Brent registró su nivel más bajo en abril del 2020, cerrando dicho mes con un precio de US\$18.38 por barril. A partir de ese momento, el precio se fue recuperando en los meses posteriores.

Durante el tercer trimestre del 2021, los precios del crudo han mostrado una mejora, con respecto a trimestres previos, ante la mejor expectativa del crecimiento de la demanda, debido a los avances en el proceso de vacunación.

De esta manera, al cierre de enero 2021, el precio de los crudos WTI y Brent fueron de US\$52.00 por barril y US\$54.77 por barril, respectivamente; mientras que, al cierre de setiembre 2021,

fueron de US\$71.65 por barril y US\$74.49 por barril, respectivamente.

Según la información del Energy Information Administration (EIA), se espera que, a fines del 2022, los precios disminuyan ligeramente. De esta manera, se proyecta que el precio del WTI descienda, en promedio, a US\$61.0 por barril y para el Brent sea de US\$66.0 por barril.

Adicionalmente, los derivados son comercializados tanto a nivel mayorista como minorista. En el segmento mayorista, la venta se realiza a través de las comercializadoras. A la fecha, existen 16 comercializadoras mayoristas habilitadas y cuatro de ellas concentran aproximadamente el 90% del volumen transado (PETROPERÚ S.A., Repsol, Primax y Pecsá).

En el segmento minorista, la venta se realiza a través de grifos y estaciones de servicios. Dentro de las estaciones de servicio destacan la participación de: PETROPERÚ S.A., Recosac y Primax.

## Temas Regulatorios

### Fondo para la Estabilización de Precios de los Combustibles (FEPC) Derivados del Petróleo

Fue creado en setiembre 2004, con el fin de compensar a los importadores y a los refinadores la imposibilidad de trasladar al mercado interno el total de las fluctuaciones del precio internacional de los combustibles derivados del petróleo y reducir la volatilidad de la variación del mercado internacional en el mercado interno.

OSINERGMIN calcula mensualmente un PPI para cada derivado, el cual es comparado con el rango fijado por la Dirección General de Hidrocarburos del Ministerio de Energía y Minas. Si el PPI es mayor al precio máximo establecido en la banda, el productor y/o importador recibe del Fondo una compensación por la diferencia entre ambos precios, pero si está por debajo del precio mínimo de la banda, el productor debe aportar la diferencia.

Luego de la promulgación de diversos decretos supremos destinados a definir claramente los objetivos del FEPC, se eliminaron varios de los productos. Actualmente, se mantuvieron los siguientes: el GLP envasado, el Diésel (alto y bajo azufre) para uso vehicular, y el Diésel B5 y petróleo industrial 6 destinados a la generación eléctrica de sistemas aislados.

A setiembre 2021, la Compañía registró un monto por cobrar a la Dirección General de Hidrocarburos – DGH (FEPC) que ascendió a US\$24.9 MM. A diciembre 2020 no registró ningún monto por cobrar.

### Regulación Ambiental

A la fecha, solo Refinería La Pampilla ha iniciado la producción de Diésel B5 con bajo contenido de azufre, debido a que la modernización de la Refinería (RLP21) fue concluida en agosto 2016. De esta manera, PETROPERÚ S.A. debe importar la

totalidad de este Diésel, debido a que aún no posee la tecnología para reducir el nivel de azufre del crudo que se procesa; se prevé que la NRT será concluido durante el segundo trimestre del 2022 (según las últimas publicaciones de PETROPERÚ).

Cabe mencionar que el Reglamento de Comercialización de Biocombustibles estableció el porcentaje en volumen de biodiésel (5%) en mezcla con el diésel a nivel nacional; y de alcohol carburante (7.8%) en la mezcla de gasolina con alcohol carburante -Gasohol-, que se está comercializando en los distintos departamentos del país, cuya comercialización se inició entre el 1ro. de abril del 2010 y el 1ro. de diciembre del 2011. En el caso de Lima y Callao, la comercialización se inició el 15 de julio del 2011.

Finalmente, a partir del 1ro. de enero del 2018, el contenido de azufre en las Gasolinas y Gasholes de alto octanaje (95, 97 y 98 octanos) no debe ser mayor a 50 ppm. Los importadores y distribuidores mayoristas tuvieron hasta el 31 de diciembre del 2017 para adecuarse a ello, mientras que el resto de agentes de la cadena de comercialización de dichos combustibles tuvo hasta el 31 de marzo del 2018.

## Operaciones

Al cierre de los últimos 12M setiembre 2021, PETROPERÚ compró 14.7 MMbbls de crudo, 3.4% por debajo del volumen comprado durante el 2020 (15.2 MMbbls).

La participación de crudo importado en la carga de las refinerías de la Compañía se incrementó. De esta manera, pasó de representar el 7.0% del total de crudo al cierre del 2020, a 14.6% al cierre de los últimos 12M setiembre 2021. Lo anterior se debió principalmente al mayor volumen de crudo napo importado. Las unidades de proceso de la refinería se cerraron como parte del inicio de operación de la Nueva Refinería Talara.

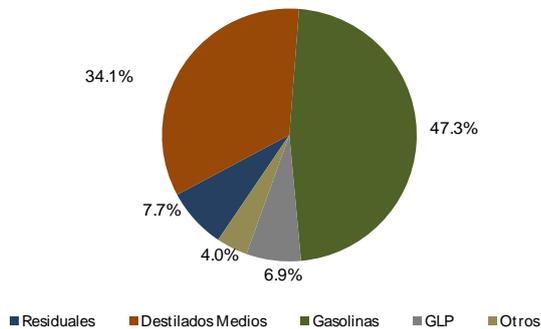
En el caso de los productos derivados, éstos ascendieron a 32.6 MMbbls, 8.3% por encima de lo registrado al cierre del 2020 (30.1 MMbbls). Entre los productos importados, se destaca el ULSD (*Ultra Low Sulfur Diesel*) con una participación de 48.6% del total de productos importados, y Nafta Craqueada (22.6%). Por su parte, dentro de los productos nacionales, el más significativo dentro de la estructura de compras de PETROPERÚ es el Gas Licuado de Petróleo (GLP) con una participación de 76.8%.

Las cuentas por pagar comerciales ascendieron a US\$1,240.8 MM a setiembre 2021 (US\$807.6 MM a diciembre 2020). Este incremento se debió principalmente a un incremento en el volumen importado, así como de los precios de los productos derivados.

Durante los últimos 12M setiembre 2021, se produjeron 20.9 MMbbls de productos terminados (20.2 MMbbls a diciembre 2020). La producción se concentró en gasolinas y en menor medida en diésel. La capacidad utilizada fue de 60.6%; ésta se

mide considerando la carga procesada sobre la capacidad total de la unidad de destilación primaria.

Composición del producción  
12M Setiembre 2021



Fuente: PETROPERÚ S.A.

Las ventas totales de crudo y productos derivados de petróleo, al cierre de los últimos 12M a setiembre 2021, ascendieron a 44.9 MMbbls, similar a lo registrado durante el 2020 (44.2 MMbbls). Del volumen total vendido, PETROPERÚ S.A. exportó el 5.1%, mostrando una reducción a lo registrado al cierre del año anterior (8.9%).

Por su parte, el volumen de combustibles vendido en el mercado local se incrementó en 5.7% respecto del 2020. Este aumento se explica principalmente a la reactivación de las actividades, luego de las restricciones impuestas por el Gobierno para mitigar los efectos de la pandemia.

Sin embargo, durante los últimos 12M setiembre 2021, el volumen de venta del mercado externo disminuyó en 42.0% respecto al cierre del 2020. De esta manera, el volumen vendido ascendió a 2.3 MMbbls. Entre los productos destacados se encuentra el Diésel 2 (40.4% del total de exportaciones) y el Crudo Ono (28.8%).

Con respecto a las cuentas por cobrar comerciales, a setiembre 2021, éstas ascendieron a US\$292.6 MM, 1.7% por encima del saldo registrado al cierre del 2020. Este ligero incremento se dio por las mayores cuentas por cobrar al mercado externo y en menor medida por las cuentas por cobrar al Fondo de Estabilización de Precios.

Es importante mencionar que, ante la actual crisis sanitaria, el riesgo crediticio en los clientes, a raíz de las dificultades financieras que atraviesan, es mayor. Sin embargo, las cuentas por cobrar comerciales están garantizadas con fianzas bancarias, por lo que el incremento en el riesgo de deterioro de las cuentas por cobrar con sus clientes se encuentra cubierto.

Cabe mencionar que la Empresa posee entre sus activos al ONP, el cual no solo brinda el servicio de transporte de petróleo crudo a empresas particulares, sino que también transporta petróleo residual, insumo utilizado en el proceso productivo de las refinerías.

PETROPERÚ S.A. también posee 28 plantas de ventas, 11 plantas en aeropuertos (01 operada por un tercero), 11 terminales de abastecimiento (05 operadas por terceros), con capacidad de almacenaje distribuida de forma estratégica.

## Desempeño Financiero

Los márgenes de las refinerías se encuentran altamente expuestos a la volatilidad del precio del crudo y productos derivados, ya que generan un desfase entre el precio de venta de los productos terminados y el precio al cual se adquirió el crudo.

Desde fines del 2019, la Empresa ha iniciado la ejecución de la estrategia de coberturas de exposición a movimientos de crudo y/o productos, a través de instrumentos financieros derivados que permitan compensar una pérdida del valor de sus inventarios en caso los precios de los principales marcadores registren movimientos negativos.

Actualmente, se ha reducido el efecto que el FEPC tiene sobre las necesidades de capital de trabajo y la generación de flujos de caja de las refinerías del país.

Los ingresos de PETROPERÚ S.A. mostraron una importante recuperación, al cierre de los 12M setiembre 2021, de 12.1% respecto a lo registrado al cierre del 2020. De esta manera, el monto ascendió a US\$3,780.9 MM, mientras que en el 2020 fue de US\$3,121.8 MM.

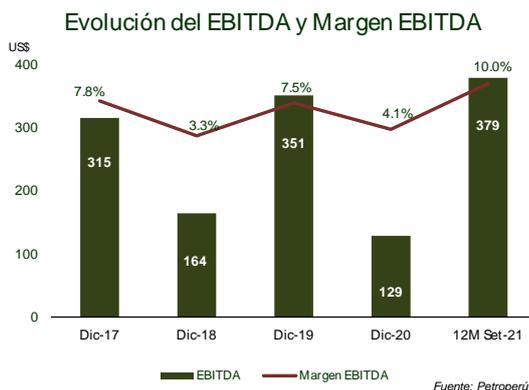
Si bien se registró un similar volumen de ventas durante los últimos 12 meses a setiembre 2021 (+2.3 MMbbls con respecto del 2020), el incremento en las ventas se dio por un mayor precio promedio. De esta manera, el precio promedio de ventas nacionales fue de US\$81.65 por barril, mientras que, en el 2020, ascendió a US\$70.82 por barril, y respecto a las ventas al exterior, el precio promedio ascendió a US\$81.57 por barril (US\$50.68 por barril durante el 2020).

Dado lo anterior, la utilidad bruta, durante los últimos 12M a setiembre 2021, ascendió a US\$497.4 MM, monto superior al registrado al cierre del 2020 (US\$259.3 MM). Es importante mencionar que, al cierre del tercer trimestre del 2021, no se registró una desvalorización de inventario, a diferencia del similar periodo del 2020, el cual ascendió a US\$71.4 MM producto de la caída de precios del crudo.

En cuanto a los gastos administrativos y de ventas, éstos ascendieron a US\$186.4 MM al cierre de los últimos 12M setiembre 2021 (US\$194.0 MM a diciembre 2020). Esta disminución se dio, principalmente, por las menores bonificaciones otorgadas al cierre del tercer trimestre del 2021 y, en menor medida, por la desvinculación laboral que se registró a setiembre 2020.

De esta manera, el EBITDA (Utilidad Operativa sin considerar otros ingresos ni egresos + depreciación + amortización) registrado por PETROPERÚ S.A., al cierre de los últimos 12M setiembre 2021, ascendió a US\$378.5 MM y el margen EBITDA

fue de 10.0% (US\$128.6 MM y 4.1%, respectivamente, a diciembre 2020).



En cuanto a los gastos financieros, al cierre de los últimos 12M setiembre 2021, se registró una reducción en los mismos. De esta manera, durante el periodo en análisis, éstos ascendieron a US\$19.0 MM (US\$33.3 MM a diciembre 2020).

Esta reducción se dio principalmente por que la Compañía ha disminuido sus financiamientos de corto plazo, durante el 2021, dado que se está priorizando la deuda directa con los proveedores con la ampliación de días de crédito. Adicionalmente, es importante mencionar que los intereses de los financiamientos de largo plazo son capitalizados, por lo cual se registran en el activo no corriente.

Adicionalmente, se debe mencionar que la Compañía registró una pérdida por diferencia en cambio por US\$97.7 MM al cierre de los últimos 12 meses a setiembre 2021. Lo anterior, producto de la apreciación de dólar estadounidense frente al nuevo sol peruano, el cual pasó de S/ 3.62 en enero 2021 a S/ 4.13 al cierre de setiembre 2021.

De esta manera, al cierre del periodo analizado, PETROPERÚ registró una utilidad neta de US\$11.0 MM (pérdida neta de US\$67.3 MM al cierre del 2020). Así, el indicador de rentabilidad ROE ascendió a 0.6% (-3.6% a diciembre 2020).

Por su parte, el Flujo de Caja Operativo de PETROPERÚ, al cierre de los 12M setiembre 2021, fue de US\$735.8 MM (US\$454.9 MM a diciembre 2020). A ellos, descontándole las inversiones en activo fijo por US\$671.5 MM, dio como resultado un Flujo de Caja Libre por US\$64.3 MM (-US\$347.1 MM a diciembre 2020).

De este modo, la variación de caja, entre el cierre del tercer trimestre del 2020 y el tercer trimestre del 2021, ascendió a US\$22.2 MM, debido a las amortizaciones de deuda realizadas durante el 2021.

Adicionalmente, A&A espera que lo anterior se vea reforzado con la culminación de la construcción de la Nueva Refinería de Talara (NRT). Luego de retrasos por controversias y reclamos entre contratistas y subcontratistas y las restricciones impuestas por la pandemia de COVID-19, la puesta en

operación de la refinería se había atrasado hasta setiembre 2022.

Luego del cambio de administración de la Compañía, se iniciaron algunas acciones para reducir los retrasos. De esta manera, luego de las estrategias implementadas, la puesta en operación de la NRT será en abril del 2022.

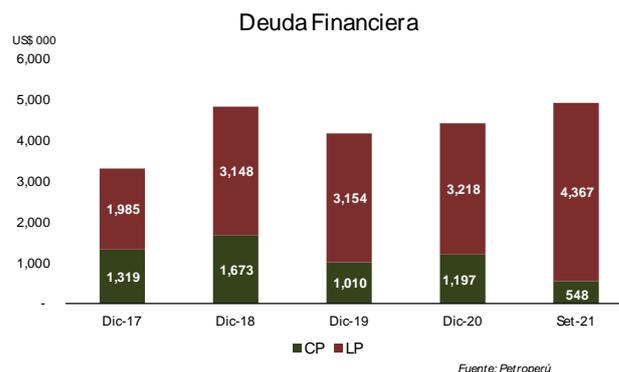
## Estructura de Capital

A setiembre 2021, la deuda financiera ascendió a US\$4,915.3 MM (US\$4,414.4 MM a diciembre 2020). El incremento en la deuda financiera se debió a la emisión de bonos por US\$1,000 MM, en febrero 2021, bajo el programa de 2047 Notes y a los nuevos préstamos bancarios por US\$1,320.0 MM.

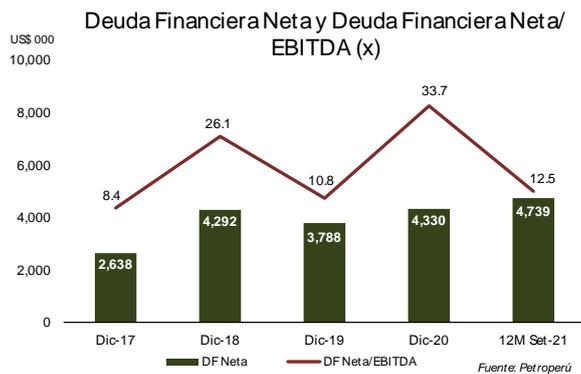
A pesar de las amortizaciones de préstamos bancarios realizadas por US\$2,014.8 MM, la obtención de nuevos préstamos fue mayor. Estos nuevos recursos se dieron a fin de cumplir con las obligaciones de pago de proveedores de crudo y productos, el pago de intereses por la emisión de bonos internacionales y el pago de las facturas relacionadas a los servicios de EPC y Unidades Auxiliares de la NRT.

De esta manera, la deuda financiera, a setiembre 2021, estuvo compuesta por US\$3,173.4 MM de bonos corporativos, US\$1,249.4 MM del préstamo CESCE y US\$492.5 de préstamos bancarios sin garantía.

Por otro lado, se debe mencionar que, a partir del 2019, la Compañía empezó a aplicar la NIIF 16, por lo que se registraron pasivos por arrendamiento por US\$27.6 MM a setiembre 2021; sin embargo, su incidencia es de 0.4% del total de pasivos.



Por su parte, el nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) mostró una importante mejora, pasando de 34.32x a diciembre 2020, a 12.99x a los 12M setiembre 2021. Lo anterior, producto de la mejora de generación de caja de la Compañía, tras la recuperación de la demanda.



Si no consideramos la deuda revolvente de corto plazo y solo tomamos en cuenta los gastos financieros, ya que actualmente no cuenta con porción corriente de deuda de largo plazo, el indicador EBITDA / (Gastos Financieros + Parte Corriente de Deuda LP) ascendió a 19.95x a los 12M setiembre 2021 (3.87x diciembre 2020). Por su parte, el nivel de cobertura de servicio de deuda, medido por EBITDA / Servicio de Deuda, para el cierre del periodo analizado, ascendió a 0.67x (0.10x al cierre del 2020).

Respecto al ratio de liquidez, éste mostró un incremento con respecto al cierre del 2020 (de 0.46x a 0.78x) debido principalmente al menor saldo de deuda financiera de corto plazo, tras las amortizaciones realizadas de préstamos bancarios, con lo cual el saldo disminuyó de US\$1,196.6 MM a diciembre 2020, a US\$548.3 MM a setiembre 2021.

Las líneas de crédito que tenía PETROPERÚ S.A., al cierre del tercer trimestre del 2021, ascendieron a US\$2,968.0 MM, de las cuales el 74.0% se encontraba sin utilizar (US\$2,197.0 MM).

Este monto puede ser empleado para atender compromisos y operaciones financieras a corto plazo; además de cubrir sus operaciones de compra de crudo y productos derivados de éste, tanto en el territorio nacional como en el exterior.

## Características de los instrumentos

### Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.

Los recursos obtenidos de la colocación de los instrumentos de corto plazo emitidos en el marco del Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ serán utilizados, para: (i) financiar necesidades de capital de trabajo concernientes, a modo enunciativo pero no limitativo, a todas aquellas partidas y/u obligaciones generadas en la adquisición de bienes y recepción de servicios proveniente de operaciones relacionadas directamente o indirectamente con la actividad principal del negocio; y/o, (ii) amortizar y/o reperfilear deuda bancaria y/o instrumentos de deuda, cuyo vencimiento no supere un año.

Los porcentajes aproximados de uso de los recursos obtenidos de la colocación de los instrumentos de corto plazo de cada una de las emisiones realizadas, en el marco del primer programa

de instrumentos de corto plazo PETROPERÚ, serán determinados en los respectivos prospectos complementarios.

Los términos y condiciones específicos de cada una de las Emisiones de instrumentos de corto plazo que formen parte de Programa, y que no hayan sido determinados en el Acto Marco, serán definidos en los respectivos Actos Complementarios y Complementos del prospecto marco, y en el aviso de oferta. Cabe señalar que a la fecha no hay emisiones vigentes del programa.

### PRINCIPALES TÉRMINOS Y CONDICIONES DE LA EMISIÓN

Características	Primer Programa
Emisor	Petroperú S.A.
Denominación	Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo Petroperú
Emisión y Series	Una o más emisiones o series
Monto del Programa	Hasta por un monto máximo en circulación de S/. 1.500 MM (mil quinientos millones de Soles o su equivalente en Dólares)
Moneda	Soles o Dólares
Tasa de interés	Será definido para cada emisión o serie
Vigencia del Programa	6 años a partir de su inscripción
Plazo emisión	Hasta por 364 días.
Opción de rescate	Según el Art. 330 de la Ley General, respetando el artículo 89 de la Ley del Mercado de Valores.
Garantía	Garantía genérica sobre el patrimonio del emisor
Estructurador	Credicorp Capital Servicios Financieros S.A.
Colocador	Credicorp Capital Sociedad Agente de Bolsa S.A.

Fuente: Petroperú

**Resumen Financiero - PETROLEOS DEL PERU - PETROPERÚ S.A.**

(Cifras en miles de dólares)

	12M Set-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17
<b>Rentabilidad (%)</b>					
EBITDA <sup>(1)</sup>	378,510	128,621	350,671	164,388	314,932
Mg. EBITDA	10.0%	4.1%	7.5%	3.3%	7.8%
FCF / Ingresos	1.7%	-11.1%	-6.0%	-14.9%	-13.6%
ROE <sup>(2)</sup>	0.6%	-3.6%	9.4%	7.1%	13.5%
<b>Cobertura (x)</b>					
EBITDA / Gastos financieros	19.95	3.87	9.38	3.36	6.07
EBITDA / (G. Financieros + Porción Corriente Deuda LP)	19.95	3.87	9.38	3.36	6.07
EBITDA / Servicio de deuda <sup>(3)</sup>	0.67	0.10	0.33	0.10	0.23
FCF / Servicio de deuda	0.15	(0.26)	(0.23)	(0.40)	(0.37)
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	0.46	(0.19)	0.13	(0.09)	0.12
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.10	0.57	0.70	(0.22)	0.23
<b>Estructura de capital y endeudamiento (x)</b>					
Deuda Financiera / Capitalización	73.2%	70.6%	68.6%	73.5%	67.1%
Deuda Financiera Total / EBITDA	12.99	34.32	11.87	29.33	10.49
Deuda Financiera Neta / EBITDA	12.52	33.66	10.80	26.11	8.38
Deuda Ajustada Total / EBITDA	13.06	34.35	11.91	n.d.	n.d.
Costo de financiamiento estimado	0.4%	0.8%	0.9%	1.1%	1.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	11.2%	27.1%	24.3%	34.7%	39.9%
<b>Balance</b>					
Activos totales	8,401,229	7,259,757	7,087,041	7,344,003	5,938,743
Caja e inversiones corrientes	176,474	84,818	375,699	528,700	666,141
Deuda financiera Corto Plazo	548,272	1,196,648	1,009,994	1,673,112	1,319,200
Deuda financiera Largo Plazo	4,367,036	3,217,750	3,153,745	3,147,610	1,985,124
Deuda financiera total	4,915,308	4,414,398	4,163,739	4,820,722	3,304,324
Pasivos por Arrendamiento	27,632	3,503	11,493	0	0
Deuda ajustada total	4,942,940	4,417,901	4,175,232	4,820,722	3,304,324
Patrimonio Total	1,802,686	1,840,982	1,908,262	1,737,310	1,617,604
Capitalización ajustada	6,745,626	6,258,883	6,083,494	6,558,032	4,921,928
<b>Flujo de caja</b>					
Flujo de caja operativo (CFO)	735,754	454,877	645,742	(134,402)	165,017
Inversiones en Activos Fijos e Intangibles	(671,498)	(801,927)	(924,328)	(606,160)	(717,336)
Flujo de caja libre (FCF) <sup>(4)</sup>	64,256	(347,050)	(278,586)	(740,562)	(552,319)
Otras inversiones, neto	(307,352)	(160,289)	792,901	(895,401)	(511,183)
Variación neta de deuda	294,140	240,930	(650,864)	1,500,944	1,336,357
Otros financiamientos, netos	(16,722)	(16,680)	(17,485)	-	-
Variación de Tipo de Cambio en el efectivo	(12,169)	(7,792)	1,033	(2,422)	2,924
Variación de caja	22,153	(290,881)	(153,001)	(137,441)	592,136
<b>Resultados</b>					
Ingresos	3,780,944	3,121,759	4,668,046	4,965,070	4,051,574
Variación de Ventas	21.1%	-33.1%	-6.0%	22.5%	19.5%
Utilidad operativa (EBIT)	311,035	65,337	263,112	113,836	265,291
Gastos financieros	18,969	33,278	37,398	48,928	51,844
Resultado neto	11,030	(67,280)	170,952	119,552	185,104
<b>Información y ratios sectoriales</b>					
Rotación de inventarios	72.80	53.25	57.70	46.68	66.42
Rotación de cuentas por cobrar	28.25	33.66	28.35	32.25	30.93
Rotación de cuentas por pagar	137.93	102.98	65.17	41.88	79.69

(1) EBITDA = Ut. Operativa (No incluye otros ingresos y egresos) + Depreciación + Amortización.

(2) ROE = Ut. Neta / Promedio Patrimonio Año Actual y Anterior

(3) Servicio de Deuda = Gastos Financieros + Deuda Total de Corto Plazo

(4) FCF = CFO + Inversiones en Activos Fijos e Intangibles + Pago de Dividendos Comunes

\* FEPC = Fondo de Estabilización de Precios de los Combustibles

### Antecedentes

Emisor:	Petróleos del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Enrique Canaval y Moreyra N°150
RUC:	20100128218
Teléfono:	(511) 614 5000

### Relación de directores\*

Mario Contreras Ibárcena	Presidente del Directorio
Carlos Alberto Palacios Olivera	Director
Hugo Chávez Arévalo	Director
Luis Zoeger Núñez	Director Independiente
Juan Pari Choquecota	Director Independiente
Oscar Vera Gargurevich	Representante de los Trabajadores en el Directorio

### Relación de ejecutivos\*

José Alfredo Coronel Escobar	Gerente General (e)
Beatriz Cristina Fung Quiñones	Gerente Administración y Finanzas (e)
Rubén Martín Contreras Arce	Secretario General (e)
Lener Fernando Paredes Arévalo	Gerente Legal (e)
Juan José Huamancayo Pierrend	Gerente Comercial (e)
Oscar Electo Vera Gargurevich	Gerente Operaciones (e)
Arturo Alexander Rodríguez Paredes	Gerente Proyecto Refinería Talara (e)
Carola Iris Palacios Toledo	Gerente Cadena de Suministro (e)
Luis Alberto Suárez Carlo	Gerente Planeamiento y Gestión (e)
Mario Aldo Mazzotti Gamarra	Gerente Gestión de Personas (e)
Juan Del Carmen Gallarday Pretto	Gerente QHSSE (e)
Zenaida Calderón Anticona	Oficial de Cumplimiento (e)
William Farias Gallo	Gerente Gas Natural (e)
Zenaida Calderón Anticona	Gerente Aud. Interna y Riesgos
Daniella Eliana Angobaldo Luna	Gerente Innovación, Desarrollo y Nuevos Negocios

### Relación de accionistas

Ministerio de Energía y Minas	60.00%
Ministerio de Economía y Finanzas	40.00%

(\*) Nota: Información a setiembre 2021

## CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. *CLASIFICADORA DE RIESGO*, de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó las siguientes clasificaciones de riesgo para los siguientes instrumentos:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo PETROPERÚ S.A.	CP-1- (pe)
Obligaciones de Largo Plazo	AA- (pe)
Perspectiva	Estable

### Definiciones

**CATEGORÍA CP-1 (pe):** Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de sus obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

**CATEGORÍA AA(pe):** Corresponde a una muy alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

( + ) Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.

( - ) Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.

**Perspectiva:** Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(\*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (<http://www.aai.com.pe>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.6% de sus ingresos totales del último año.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.