

ENGIE Energía Perú S.A.

Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa), la cual se sustenta en el adecuado nivel de capitalización, la diversificación de sus fuentes de energía y la generación de energía a bajos costos de operación, así como el respaldo, en términos de *know - how*, de su principal accionista, ENGIE, uno de los principales grupos del sector de energía del mundo.

EEP fue, a setiembre 2023, la segunda empresa generadora en términos de capacidad instalada y la tercera privada en generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 15.3% en el total de energía generada durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, la cual ascendió a 8,922.9 GWh.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como una de las principales generadoras por energía despachada al sistema, con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, viento, solar, gas y diésel). EEP es subsidiaria del Grupo ENGIE, a través de International Power S.A. (antes Suez Tractebel S.A.), quien posee el 61.77% del accionariado.

Las expansiones realizadas y las continuas mejoras en la eficiencia operativa, complementadas con una adecuada estrategia comercial y la existencia de sólidos contratos de venta, han permitido a la Empresa mantener una generación de caja que le permite autofinanciar parte importante de sus inversiones y mantener adecuados ratios de deuda sobre capitalización (31.9%, 33.6% y 32.6%, al cierre del 2021, 2022 y setiembre 2023, respectivamente).

En junio 2023, entró en operación la central eólica Punta Lomitas, la cual cuenta con una capacidad instalada de 260 MW. Asimismo, la ampliación de este proyecto se encuentra en periodo de pruebas y contará con una potencia adicional de 36 MW. La inversión total del proyecto y su expansión fue de aproximadamente US\$300 millones.

Para financiar este proyecto, se tomó un préstamo puente a un año por US\$150.0 millones, el cual fue reemplazado, en agosto del 2022, por un préstamo de largo plazo con el BID con un primer desembolso por US\$264 millones. En enero 2023, se recibió el segundo desembolso por US\$36 millones. Cabe destacar que, a setiembre 2023, EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos por alrededor de 1,200 MW en energías renovables.

Además, en octubre del 2023, EEP firmó un contrato para adquirir las centrales eólicas Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW), y dos proyectos eólicos *greenfield*: Naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Esta adquisición está condicionada a la aprobación de INDECOPI.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, con el término del fenómeno El Niño y la regularización de las lluvias, se registre una recuperación en el margen EBITDA; de manera que se reduzca el apalancamiento, y que el esquema de financiamiento de los proyectos actuales y futuros permita mantener un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones de riesgo otorgadas, considerando el compromiso de los accionistas.

Ratings	Actual	Anterior
Bonos Corporativos	AAA	AAA
Acciones	1a(pe)	1a(pe)

Con información financiera no auditada a setiembre 2023.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 27/11/2023
29/05/2023.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	LTM Set23	Dic-22	Dic-21
Ingresos	709.8	554.9	532.2
EBITDA	192.4	191.2	228.1
Mg. EBITDA	27.1%	34.4%	42.9%
Deuda Financiera	600.0	606.5	537.7
Caja y Valores Líquidos	184.8	80.9	194.0
Deuda Financiera / EBITDA	3.1	3.2	2.4
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.2	2.7	1.5
EBITDA / Gastos Financieros	7.8	9.3	9.1

Fuente: Engie

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas No Financieras (marzo 2022).

Analistas

Sandra Guedes
sandraguedes@aai.com.pe

Julio Loc
julioloc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida, que limiten la flexibilidad financiera de la Empresa, o una reducción en la capacidad de generación de caja constante, podrían tener impactos negativos en la clasificación de riesgo.

Acontecimientos Recientes

En marzo 2023, el ciclón Yaku impactó la costa peruana y causó lluvias torrenciales, inundaciones y huaicos en distintas regiones del país. Los accesos a la Central Quitaracs fueron bloqueados y destruidos por derrumbes, por lo que EEP decidió el retiro del personal y contratistas para garantizar su seguridad, encontrándose indisponible la central, debido a estos eventos desde el 13 de marzo. La Empresa se encuentra llevando las acciones para recuperar los accesos y poner en operación la Central y espera que entre en operación comercial al cierre del año.

El 6 de junio del 2023, la Asamblea General de titulares de bonos aprobó la eliminación del resguardo financiero ratio deuda financiera / EBITDA menor a 3.5x. La Clasificadora considera que este cambio no tiene un impacto en la clasificación, debido que no modifica el perfil crediticio de la empresa.

El 16 de junio del 2023, entró en operación comercial la central eólica Punta Lomitas, la cual registra una potencia instalada de 260 MW. Cabe destacar que aún se encuentra en construcción la extensión de esta central, la cual contaría con una potencia instalada adicional de 36.4 MW.

El 27 de julio del 2023, entró en operación comercial el proyecto de almacenamiento de energía en baterías (BESS) por 26.5 MW.

En octubre del 2023, EEP firmó un contrato para adquirir las centrales eólicas Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW), y dos proyectos eólicos *greenfield*: Naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Esta adquisición está condicionada a la aprobación de INDECOPI.

Perfil

EEP se constituyó el 20 de setiembre de 1996, bajo el nombre de Powerfin Perú S.A. (EnerSur S.A. a partir de agosto del 2007 y ENGIE Energía Perú S.A. desde marzo del 2016). Desde su constitución, la Empresa ha expandido continuamente su capacidad instalada, y ha pasado de contar con 177 MW, en 1997; a 2,621 MW a setiembre 2023.

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE (A- *Fitch Ratings*), el cual desarrolla actividades en los sectores de energía, infraestructura de redes y servicios energéticos a nivel mundial.

El Grupo ENGIE es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo. A junio 2023, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 109.5 GW.

Durante el primer semestre del 2023, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 47.0 billones, mientras que su EBITDA, a € 9.4 billones (€ 43.2 y 7.5 billones en el primer semestre del 2022, respectivamente).

International Power S.A. es el principal accionista de EEP con el 61.77% de las acciones. El 38.23% restante se encuentra dividido entre las AFP's peruanas, compañías de seguros y otras personas naturales y jurídicas.

Sector Eléctrico

Estado del SEIN a setiembre 2023

En el primer semestre del 2023, la economía peruana registró una contracción de -0.5% YoY, su peor desempeño en 22 años, excluyendo la pandemia, e incluso más bajo que lo registrado durante la crisis financiera internacional.

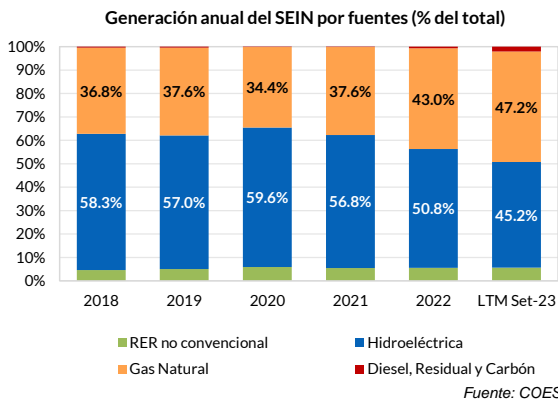
Lo anterior, debido a la conflictividad política y social registrada a fines del 2022, a la que posteriormente siguieron anomalías climatológicas como el ciclón Yaku y el fenómeno El Niño Costero (FEN), el cual alcanzó una intensidad mayor a la pronosticada por las entidades especializadas, lo que afectó las actividades primarias (agropecuario y pesca) y de transformación (manufactura y construcción).

En este contexto, en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, la generación anual del SEIN fue de 58,248.7 GWh, creciendo en 3.9% respecto al cierre del 2022. La Clasificadora espera un menor incremento de la demanda en el 2024, debido a las menores expectativas de crecimiento.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable de las unidades de generación, por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural - GN - (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por R500 y diésel.

Cabe señalar que, debido a los incentivos regulatorios, las centrales de generación de electricidad con el uso de recursos energéticos renovables, tienen prioridad de despacho en el sistema.

Asimismo, se debe destacar que, en los meses de noviembre y diciembre del 2022, el país se enfrentó con una sequía por un atraso en la temporada de lluvias. Además, debido a fenómenos climatológicos, esta escasez se extendió durante los primeros nueve meses del 2023 en la zona centro y sur del país, donde se encuentran los grandes reservorios de hidroeléctricas (alrededor del 88% de la potencia hidroeléctrica total).



Debido a esto, durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, la generación hidroeléctrica (incluyendo la generación RER) representó el 45.2% de la generación total, por debajo de lo registrado durante el 2022 (50.8%). Cabe destacar que la participación se mantiene por debajo del promedio registrado en el periodo del 2017-2021, el cual ascendió a 57.7%.

Producto de esta reducción, la generación en base a gas natural aumentó a 47.2% (43.0% en el 2022). No obstante, este incremento no fue suficiente para cubrir con la demanda, por lo que la generación en base a Diesel y Residual aumentó su participación al 7.3% de la generación (0.7% en el 2022). Cabe destacar que la participación promedio de estos recursos en el periodo del 2017-2021 fue de 0.3%.

Además, al considerar la generación mensual, la generación en base a Diesel y Residual representó el 7.3%, 4.4% y 3.4% de la generación en julio, agosto y setiembre del 2023, respectivamente.

Esto resultó en un incremento en el costo marginal, el cual se elevó a US\$146.4/MWh, US\$176.1/MWh y US\$191.7/MWh en los meses de julio, agosto y setiembre, respectivamente (US\$33.4/MWh, US\$31.5/MWh y US\$32.7/MWh en los mismos meses del 2022, respectivamente). Se debe destacar que estos precios son los máximos registrados en los últimos 15 años.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con un crecimiento promedio anual de 4.2% entre el 2015-2019, producto de la mayor actividad minera y manufacturera.

Así, la demanda máxima mensual del SEIN, en el 2020, se dio en febrero 2020, la cual ascendió a 7,125.3 MW, creciendo en 1.5% respecto al máximo del 2019. Sin embargo, debido al impacto de la crisis sanitaria, la máxima demanda mensual se redujo a 5,173.5 MW en abril 2020, el punto más bajo a partir del inicio de la cuarentena.

Durante el 2021, la demanda máxima se recuperó y alcanzó un máximo, en diciembre 2021, de 7,173 MW en el mes de diciembre, por primera vez alcanzando el máximo de demanda del 2020 (febrero 2020). En el 2022, se registró una demanda máxima de 7,467.5 MW en el mes de diciembre, registrando un crecimiento de 4.1% respecto al máximo del 2021.

Durante el 2023, la demanda máxima del sistema registró un máximo histórico en abril 2023, la cual se elevó a 7,605.5 MW, creciendo en 1.8% respecto a la demanda máxima del 2022.

La Clasificadora considera que el menor crecimiento económico impactará en la tasa de crecimiento de la demanda de energía en el mediano y largo plazo.

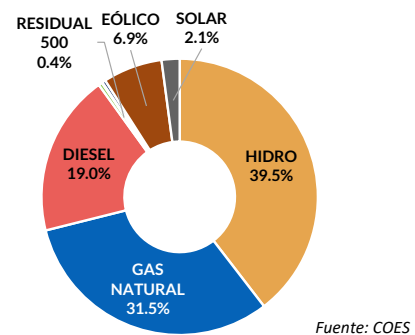
Estado de la Oferta de Energía en el SEIN

Como se mencionó anteriormente, la menor hidrología afectó la producción hidroeléctrica en los primeros nueve meses del 2023. Esto, en conjunto con los mantenimientos preventivos programados en diversas unidades térmicas y a la salida de operación comercial de algunas centrales por siniestros causados por fenómenos climatológicos, resultó en el uso de generación térmica con diésel permanente durante el segundo y tercer trimestre del año.

Se debe destacar que las centrales hidroeléctricas Aricota 2 y Quitaracsa salieron de operación en mayo y junio del 2023, debido a siniestros ocasionados por fenómenos climatológicos. Estas centrales contaban con una potencia efectiva conjunta de 129.7 MW.

La Clasificadora considera que se requiere una mayor diversificación de la matriz energética o un incremento en la oferta de generación eficiente para enfrentar una eventualidad similar en los próximos años.

Participación en Potencia Efectiva del SEIN por recurso a Set. 2023



Así, a setiembre 2023, la generación hídrica mantiene la mayor participación en la matriz energética con 39.1% de la potencia efectiva total. Sin embargo, la disponibilidad de este

recurso es estacional, y se encuentra expuesta a eventos climatológicos. La generación en base a gas natural se mantiene como el segundo recurso con más potencia con 31.2% del total.

Cabe destacar que parte de la potencia efectiva en base a diésel son de generadoras en base a gas natural que no cuentan con abastecimiento de gas natural, debido a la cancelación del proyecto del gaseoducto del sur. A la fecha, no se ha iniciado ningún proyecto de abastecimiento de gas natural para estas centrales. Sin embargo, Osinergmin ha recomendado al MINEM priorizar, en el corto plazo, la asignación de capacidad de transporte interrumpible de gas natural para la generación eléctrica en periodos de sequías.

Además, en julio 2023, se publicó el proyecto de “Decreto Supremo que establece el mecanismo eficiente del SEIN ante una Situación Extraordinaria”, el cual, durante la elaboración de este informe, se encuentra en periodo de evaluación de parte de los interesados.

Este proyecto evalúa incrementar el suministro de Gas Natural durante el periodo del fenómeno El Niño para evitar el incremento prolongado de los precios del mercado *spot*. Sin embargo, esto implicaría un menor suministro para otros consumidores.

Asimismo, en los últimos años, se ha registrado un incremento importante en la potencia instalada de recursos renovables no tradicionales (solar, eólica, biogás y biomasa), representando el 9.4% a setiembre 2023. Cabe destacar que la generación en base a estos recursos representó el 70% del crecimiento de potencia efectiva durante los primeros nueve meses del 2023.

Sin embargo, debido a las características propias de este tipo de generación, como la incertidumbre y variabilidad de los recursos, se requiere incrementar la potencia de generación de otros recursos a la par del crecimiento de generación renovable, para garantizar la confiabilidad del sistema.

Se debe destacar que Osinergmin ha determinado un Margen de Reserva Firme Objetivo (MRFO) de 21.4% para el periodo mayo 2021- abril 2025, y que, con las proyecciones actuales de demanda y oferta de generación, no consideran que se requieran proponer nuevas centrales de reserva.

Apoyo y Asociados estima que el margen eficiente del SEIN (sin considerar la capacidad en base de diésel y residual), a setiembre 2023 es aproximadamente 42%. Sin embargo, debido a la coyuntura actual del sistema, que incluye el mantenimiento de algunas centrales térmicas, la salida de centrales por efectos climáticos y la escasez de recurso hídrico, la potencia eficiente no fue suficiente para cubrir con la demanda del sistema. Debido a lo cual fue necesario recurrir a generación no eficiente, principalmente diésel.

La Clasificadora considera que el excedente de oferta eficiente actual no es suficiente para cubrir eventos extraordinarios, como la sequía registrada desde noviembre 2022.

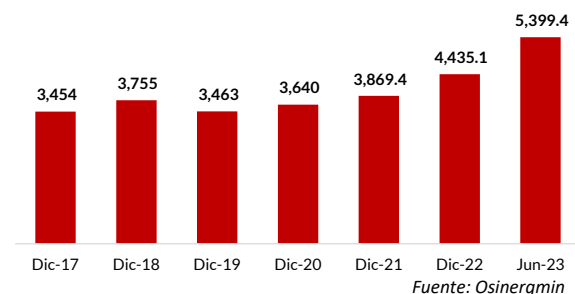
Así, de no incrementar la oferta eficiente de manera diversificada, se mantendrá el incremento en el precio *spot*, como lo registrado durante el tercer trimestre del 2023 (precio *spot* de US\$146.4/MWh, US\$176.1/MWh y US\$191.7/MWh en los meses de julio, agosto y setiembre).

Efecto del incremento del precio spot en los Grandes Usuarios

De acuerdo al reporte estadístico del mercado libre de electricidad publicado por Osinergmin, los Grandes Usuarios (usuarios libres o agrupaciones de usuarios libres con potencia contratada igual o mayor a 10 MW) han registrado un importante crecimiento en la potencia contratada.

Así, estos usuarios registraron contratos por 5,399.4 MW a junio 2023 (última información disponible), superior a lo registrado al cierre del 2022 y 2021 (4,435.1 MW y 3,869.4 MW, respectivamente). Se debe destacar el 82% del incremento en la contratación fue de contratos de suministro con empresas distribuidoras.

Contratación de Potencia por Grandes Usuarios
(en MW)



Cabe mencionar que, en los últimos 18 meses, no se ha registrado un incremento extraordinario de la demanda de energía (crecimiento de 3.0% en los últimos 12 meses terminados a junio 2023, respecto al cierre del 2022).

A la fecha de publicación del informe, no se contaba con información de los precios medios de energía del mercado libre para el tercer trimestre del 2023, periodo que registró el mayor crecimiento en el precio *spot*. No obstante, de mantenerse este incremento, la Clasificadora espera un aumento gradual de los precios promedio del mercado libre y de los precios de las licitaciones de largo plazo.

Otros temas regulatorios del sector eléctrico

El 26 de febrero del 2022, se aprobó la ley que modifica los artículos 1, 2 y 3 e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, ley que crea el fondo de compensación social eléctrica (FOSE). Mediante esta modificación, se busca ampliar el universo de beneficiarios e incluir como aportantes a los usuarios libres.

Así, se modificó el consumo máximo para recibir subsidios como usuario residencial, de 100 Kw.h/mes como menor o igual 140 Kw.h/mes. Cabe destacar que estos beneficiados no se deben encontrar ubicados en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto, según el plano estratificado disponible por la INEI (Instituto Nacional de Estadística e Informática).

Asimismo, se incluyó entre los usuarios que recibirían un recargo en la facturación a los usuarios libres, incluyendo los retiros que efectúen los mismos en el mercado mayorista de electricidad. Esas modificaciones aplican a partir del pliego tarifario del mes de enero 2023, con excepción de la no inclusión de los usuarios en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto.

El 9 de agosto del 2022, mediante la Resolución Ministerial N°285-2022, se aprobaron los términos de referencia para la elaboración del Informe Ambiental Anual de las Actividades Eléctricas. Entre la estructura de contenidos mínimos del mismo, se incluyen: i) descripción del programa de monitoreo de cada entidad; ii) consumo estimado de insumos, recursos y generación de residuos sólidos; y, iii) matriz de cumplimiento de compromisos ambientales.

Durante el 2022, Osinergmin aprobó la modificación del Procedimiento Técnico COES N° 34, que modifica la forma de calcular el Costo Variable de Mantenimiento de las centrales térmicas el cual es parte de sus costos variables. En aplicación de esta norma, las empresas generadoras deben enviar los informes que sustentan los costos variables de sus centrales hasta el 2 de febrero del 2023 para su aprobación por el COES hasta el 2 de julio del 2023.

A fines del 2022, la Comisión de Energía y Minas del Congreso aprobó el dictamen del proyecto de ley (N°2454/2021-GL y N° 2939/2022- CR) que crea el canon a la explotación de los recursos eólicos, el cual se compone del 50% del total de los ingresos y rentas pagados por los concesionarios que utilicen el recurso eólico para la generación de energía, a la fecha, se encuentra pendiente el pronunciamiento de la Comisión de Economía del Congreso.

Por otro lado, el MINEM anunció que la Comisión de Reforma del Sector Eléctrico se encuentra en proceso de selección del consultor que elaborará la propuesta del Libro Blanco para la modernización del sector eléctrico. La propuesta abarcará temas de a) Fortalecimiento del marco institucional;

b) Transformación del mercado mayorista; c) Innovación en distribución y comercialización; y, d) Gestión de la transmisión.

Operaciones

A setiembre 2023, EEP representaba el 18.9% de la potencia efectiva del SEIN y ocupaba el segundo lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con siete centrales en operación (sin incluir a la C.H. Quitarcasa, la cual se encuentra temporalmente fuera de operación), que totaliza una capacidad instalada de 2,507.0 MW. La Empresa espera que la C.H. Quitarcasa entre en operación al cierre del año, con lo cual, la potencia total aumentaría a 2,621.0 MW.

Se debe destacar que, en junio del 2023, entró en operación la C.E. Punta Lomitas, con una potencia efectiva de 260.0 MW. A la fecha de elaboración del informe, aún no entra en operación la extensión de esta central, con la cual la potencia total aumentaría a 296.4 MW. Se espera que la extensión entre en operación comercial durante el cuarto trimestre del 2023, por lo que la potencia total aumentaría a 2,657.4 MW

Adicionalmente, posee líneas de transmisión secundarias y complementarias en muy alta tensión de 500 kV de 75 km y en alta tensión 138 y 220 kV de tensión, por un total de 476.3 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Set.2023	Factor de Planta* Dic.2022
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	4.0%	0.2%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	7.7%	3.9%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	80.4%	67.7%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	61.0%	58.9%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	64.7%	66.0%
C.H. Quitarcasa**	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	14.9%	44.9%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	25.4%	33.8%
C.E. Punta Lomitas	Ica	50 Aerogeneradores	-	260.00	2023	30.3%	-
TOTAL				2,621.0			

*Los factores de planta del periodo son calculados como el promedio simple de los factores de planta mensuales durante el periodo de operación

** La C.H. Quitarcasa se encuentra fuera de operación por daños a las vías de acceso.

Fuente: Engie

Debido a las continuas inversiones realizadas, EEP es la empresa con el portafolio de generación más diversificado del país. Actualmente, EEP mantiene centrales térmicas que utilizan diésel y gas natural de Camisea.

En el caso de la C.T. ChilcaUno y la C.T. ChilcaDos; EEP cuenta con un contrato de suministro de gas natural por 3.95 millones de m³/día hasta el 01 de enero 2030; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 3.94 millones de m³/día hasta febrero del 2024 (posteriormente se tiene contratado 1.9 millones de m³/día hasta diciembre 2030); y, un contrato de distribución de gas natural con Gas Natural de Lima y

Callao por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3.94 millones de m³/día hasta diciembre 2033. Por su parte, la central térmica Ilo31 utiliza diésel como insumo principal.

Debido a su diversificado portafolio y a la eficiencia de sus centrales, EEP es capaz de estar presente en el despacho de energía tanto en la época de estiaje (mayo a octubre), como en la de avenida (noviembre a abril).

Principales Indicadores

	LTM Set-23	2022	2021	2020
Generación GWh	8,923	7,103	6,710	6,472
Compras netas SPOT	(54)	1,011	2,266	1,070
Pérdidas de energía	-209	-146	-204	-173
Total Volumen vendido (GWh)	8,660	7,968	8,772	7,369
Ventas clientes libres	6,571	6,026	5,852	3,860
Ventas clientes regulados	2,088	1,942	2,920	3,509
Ingresos por venta de energía	550,335	345,587	324,793	295,418
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	63.5	43.4	37.0	40.1

Fuente: Engie

EEP mantenía una estrategia comercial que consistía en firmar PPA basado en un precio *spot* bajo, lo que la posicionó como un comprador neto en el mercado *spot*.

Sin embargo, durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, aumentó la generación térmica del sistema, debido a la menor generación hidráulica. Debido a esto, se registró un importante crecimiento en el precio *spot*. Producto de esta coyuntura, EEP aumentó su generación térmica, lo que redujo sus márgenes operativos. Sin embargo, la mayor generación compensó los menores márgenes de energía. Además, el mayor volumen de generación lo posicionó como vendedor neto.

Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, EEP generó 8,922.9 GWh (7,102.9 GWh en el 2022), la mayor generación reportada desde el inicio de operaciones en el país. Cabe destacar que el 83% del incremento se debió a la mayor generación térmica, producto de la sequía registrada en el segundo y tercer trimestre del año; mientras que el resto se debió a la mayor generación de energías renovables, producto de la entrada en operación de la central Punta Lomitas y a la generación de su extensión realizada durante el periodo de prueba.

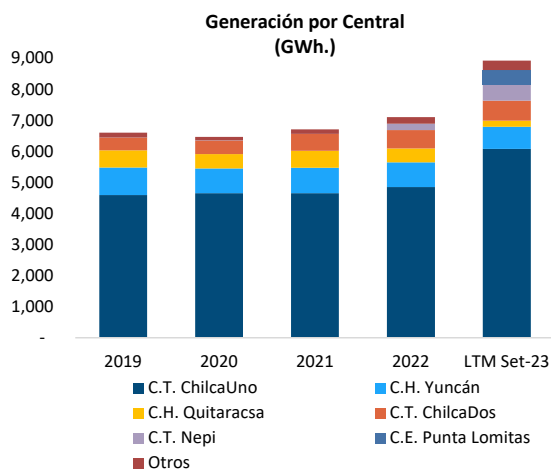
Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 3.9% respecto al cierre del 2022. Así, la participación de EEP, en el SEIN, aumentó de 12.7%, en el 2022, a 15.3% en los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023.

Desde el 2004, EEP ha mantenido un crecimiento sostenido en la participación dentro del SEIN; la cual pasó de niveles de 7.5%, en el 2004, a 12.7% en el 2022.

Se debe destacar que la mayor participación, en el año móvil a setiembre 2023, se debió, en parte, a la mayor generación de

las centrales térmicas, debido a la menor hidrología. Así, la Clasificadora espera que la participación regrese a niveles similares al 2022 cuanto termine el fenómeno El Niño.

Así, durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, la generación térmica incrementó su participación, con el 83.2% de la generación total (81.0% en el 2022), el 10.2%, de origen hidráulico (17.4% a diciembre 2022) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante, al contribuir con el 68.3% de la producción total.



Fuente: Engie

A setiembre 2023, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,804.6 MW en hora punta (1,943.9 MW a diciembre 2022), de los cuales el 62.9% corresponde a clientes libres y el 37.1% restante a clientes regulados.

Cabe destacar que, en años anteriores, la participación de clientes libres y regulados era balanceada (52.2% y 47.8% a diciembre 2021). Esta caída en potencia contratada con clientes regulados se debió al vencimiento de los contratos de licitación de largo plazo, los cuales pasaron de 706.4 MW, a diciembre 2021, a 40.3 MW a setiembre 2023.

Esta reducción fue compensada por un crecimiento de los contratos con usuarios libres. A setiembre 2023, los usuarios libres más representativos fueron: Cerro Verde, Quellaveco, Antamina y Marcobre.

En junio 2023 entró en operación comercial la central eólica Punta Lomitas, proyecto financiado actualmente por un préstamo con el BID por US\$300 MM. Cabe destacar que la extensión de este proyecto aún se encuentra en construcción.

Además, EEP inició un proyecto de un Sistema de Almacenamiento de Energía de Batería (BESS) en Chilca, con una capacidad de 26.5 MW y un *capex* aproximado de

US\$18.1 millones, el cual entró en operación comercial en julio del 2023. Este proyecto recuperará 50 MW de capacidad perdida de Chilca Uno.

EEP mantiene dos proyectos RER propios en evaluación para el periodo 2025-2026. Estos proyectos representan alrededor de 420 MW y una inversión aproximada de US\$350 millones. Ambos se encuentran con el permiso ambiental aprobado y uno de ellos ya cuenta con la conformidad sobre el estudio de preoperatividad por el COES. Cabe destacar que el *pipeline* total de proyectos RER es de 1,200 MW.

En octubre del 2023, EEP firmó un contrato para adquirir las centrales eólicas Duna (18.4 MW) y Huambos (18.4 MW), y dos proyectos eólicos *greenfield*: Naira I (20 MW) y Naira II (20 MW). Esta adquisición está condicionada a la aprobación de INDECOPI.

Desempeño Financiero

El mayor volumen de energía vendida compensó el menor margen bruto

Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, los ingresos de EEP ascendieron a US\$709.8 millones, creciendo en 27.9% respecto al cierre del 2022. Este crecimiento se debió al incremento en el precio promedio de energía vendida a clientes libres y regulados; y en menor medida al mayor volumen de energía vendido.

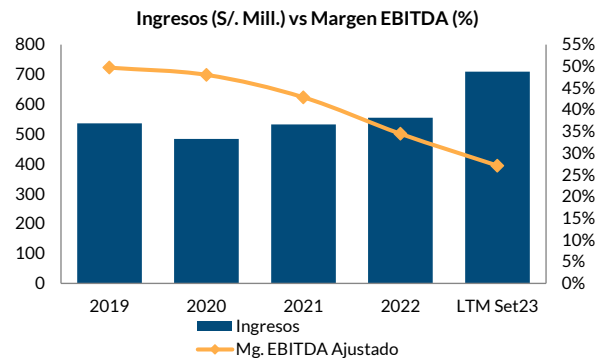
El costo de ventas se ubicó en US\$583.6 millones, aumentando en 35.8% respecto a lo mostrado en el 2022, debido a los mayores gastos en combustible y en compra de energía, asociado a la mayor generación de energía térmica y al mayor precio de energía en el mercado *spot*.

El incremento del precio *spot* fue producto de la menor hidrología reportada durante el segundo y tercer trimestre del 2023, debido a lo cual se generó más energía con gas natural y diésel.

Asimismo, desde marzo 2023, la C.H. Quitaracs se encuentra indisponible (y salió temporalmente de operación comercial en junio de 2023). Debido a estos factores, se registró un incremento del 29.1% en la generación térmica respecto al 2022, mientras que la generación hidráulica se redujo en 26.4%.

Sin embargo, los mayores ingresos compensaron el crecimiento de los gastos. Así, la utilidad bruta en el año móvil de setiembre 2023 fue US\$126.2 millones, similar a la registrada durante el 2022 (US\$125.0 millones). Sin embargo, se registró una caída en el margen bruto, el cual se ubicó en 17.8%, por debajo del obtenido en el 2022, 2021 y 2020 (22.5%, 30.3% y 37.3, respectivamente).

Durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, el EBITDA ascendió a US\$192.4 millones, ubicando el margen EBITDA en 27.1%, por debajo del logrado en el 2022 y 2021 (34.4% y 42.9%). La reducción en el margen se debió principalmente al incremento en los costos operativos. En el siguiente gráfico mostramos la evolución del margen EBITDA.



Fuente: Engie

Los gastos financieros aumentaron en 20.2% respecto al 2022, debido a la toma de nuevos préstamos bancarios con mayores tasas. De esta manera, los gastos financieros totales, durante los últimos 12 meses terminados a setiembre 2023, sumaron US\$24.8 millones.

Debido a este incremento, el indicador EBITDA/Gastos financieros se redujo de 9.26x en el 2022 a 7.76x en el año móvil a setiembre 2023. La cobertura se mantiene holgada a pesar del incremento en los gastos.

Por último, el resultado neto del periodo se mantuvo en US\$64.8 millones, similar al obtenido en el 2022 y 2021 (US\$ 65.1 y US\$65.2 millones respectivamente).

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$215.7 millones, superior a lo registrado durante el 2022 (US\$55.5 millones). Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$118.9 y US\$25.8 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

El nivel de apalancamiento se mantiene similar al cierre del 2022

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.6% y 32.6% en diciembre 2022 y setiembre 2023, respectivamente.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a setiembre 2023, alcanzó 3.12x, similar al mantenido al cierre del 2022 (3.17x). Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel

de apalancamiento se redujo a 2.16x (2.75x al cierre del 2022).

Se debe destacar que el EBITDA del año móvil a setiembre 2023 se mantiene por debajo del mantenido entre en 2021 y 2019 (promedio de US\$242.4 millones). No obstante, la Clasificadora espera una recuperación EBITDA en los próximos años, debido al término del fenómeno El Niño, la puesta en operación de la C.H. Quitaracsca, la extensión de Punta Lomitas y una eventual suscripción de nuevos contratos con precios más elevados.

Así, se espera que, con la recuperación del EBITDA y las amortizaciones de deuda programadas, los indicadores de apalancamiento muestren una tendencia decreciente en los próximos años.

A setiembre 2023, la deuda total de EEP ascendió a US\$600.0 millones, similar al saldo mantenido al cierre del 2022 (US\$606.5 millones).

Cabe destacar que, a setiembre 2023, la caja representó 1.46x las amortizaciones de largo plazo programadas para el 2024. Además, la Caja + EBITDA del periodo representaron 3.93x las amortizaciones pendientes (incluyendo la deuda de corto plazo) para el 2024.

EEP ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos y obligaciones relacionadas a préstamos bancarios, con la finalidad de fijar los pagos en dólares durante toda su vigencia, ya que los ingresos se encuentran indexados directa o indirectamente a dólares americanos.

Así, a la fecha, la totalidad de su deuda se encuentra libre del riesgo cambiario, ya que, a setiembre 2023, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. A setiembre 2023, la Empresa mantenía deuda indirecta¹ por US\$5.7 millones.

Características de los Instrumentos

Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 15 de agosto del 2007 y en la Sesión de Directorio del 4 de setiembre del mismo año, se aprobó el Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto máximo en circulación de US\$400.0 millones o su equivalente en soles.

El plazo de vencimiento de los bonos es menor o igual a 20 años. Los fondos recaudados fueron destinados a capital de trabajo, financiamiento de los proyectos, la mejora en la estructura de los pasivos y otros usos corporativos. Los bonos

cuentan con la garantía genérica sobre el patrimonio y todas las emisiones son *bullet*.

Asimismo, se debe destacar que el 6 de junio del 2023, en la Asamblea General de titulares de bonos correspondientes al "Primer Programa de Bonos Corporativos de EnerSur S.A.", se aprobó la eliminación de la sección 6.02 del Contrato Marco, referida al cumplimiento del resguardo Deuda Financiera / EBITDA no mayor a 3.50x. Así, a la fecha, el programa no requiere el cumplimiento de *covenants*.

Además, en junio 2023 se llevó a cabo las Asambleas Especiales de titulares de los bonos de tercera y sexta emisión del Primer Programa de Bonos, las cuales aprobaron en la misma asamblea, modificar la cláusula 3.18 de los respectivos Contratos Complementarios de dichas emisiones, referente a la Opción de Rescate, incluyéndose la opción de rescatar anticipadamente los Bonos, de acuerdo al numeral 1 del artículo 330 de la Ley General de Sociedades.

A continuación, se presenta las características de las emisiones vigentes colocadas bajo este programa:

Primer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
3era. Emisión	US\$	6.31%	Jun-28	US\$10.0 mill.
6ta. Emisión	US\$	6.50%	Dic-25	US\$25.0 mill.

Fuente: EEP

Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP

En Junta General de Accionistas celebrada el 11 de junio del 2015, se aprobó la inscripción del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP hasta por un monto total en circulación de US\$500.0 millones, o su equivalente en moneda nacional.

El programa cuenta con una vigencia de seis años, plazo que no está sujeto a prórroga. Asimismo, se contempla la posibilidad de realizar múltiples emisiones, con una o más series, cuyo número y plazo serán definidos posteriormente.

Los bonos cuentan con garantía genérica sobre patrimonio y sus fondos serán utilizados como capital de trabajo, así como también solventarán las necesidades futuras de financiamiento de EEP y servirán para reestructurar pasivos actualmente mantenidos y financiar nuevos proyectos.

Tercer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Moneda	Tasa	Vencimiento	Monto
1era. Emisión	S/.	7.13%	Jun-26	S/ 250.0 mill.
2da. Emisión	S/.	6.00%	Jun-24	S/ 78.9 mill.
3ra. Emisión (serie A)	S/.	6.53%	Jun-27	S/ 251.1 mill.
3ra. Emisión (serie B)	S/.	6.72%	Jun-28	S/ 230.0 mill.

Fuente: EEP

¹ Fianzas y garantías otorgadas

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú y BBVA, *swaps* de moneda y tasa de interés para las primeras tres emisiones.

Fixed Cross Currency Swaps - Tercer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP (1ra emisión)	250.00	7.125	76.3	3.380
BCP (3era emisión serie A)	251.05	6.531	77.0	3.550
BCP (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.880
BBVA (2da emisión)	78.95	6.000	24.3	3.150
BBVA (3era emisión serie B)	115.00	6.719	35.2	4.910

Fuente: EEP

Acciones

Luego de la capitalización de una prima de emisión correspondiente a un aumento de capital realizado en el 2012, el capital social, a setiembre 2023, estuvo conformado por un total de 601'370,011 acciones comunes con derecho a voto, con un valor nominal de S/ 1.00.

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
Oct-21	113	6.15	70.00%	3,698,426
Nov-21	29	6.02	33.33%	3,620,247
Dic-21	124	5.86	31.82%	3,524,028
Ene-22	79	6.21	28.57%	3,734,508
Feb-22	47	6.50	35.00%	3,908,905
Mar-22	147	6.65	47.83%	3,999,111
Abr-22	188	6.17	26.32%	3,710,453
May-22	80	5.68	22.73%	3,415,782
Jun-22	93	5.35	28.57%	3,217,330
Jul-22	26	5.55	26.32%	3,337,604
Ago-22	35	5.40	27.27%	3,247,398
Set-22	12	5.40	16.34%	3,247,398
Oct-22	121	5.00	61.90%	3,006,850
Nov-22	282	5.10	61.90%	3,066,987
Dic-22	59	4.95	40.00%	2,976,782
Ene-23	61	5.25	45.45%	3,157,193
Feb-23	29	5.26	30.00%	3,163,206
Mar-23	41	5.35	26.09%	3,217,330
Abr-23	73	5.41	22.22%	3,253,412
May-23	5,074	5.05	45.45%	3,036,919
Jun-23	621	4.95	52.38%	2,976,782
Jul-23	5,609	4.76	75.00%	2,862,521
Ago-23	2,598	4.71	68.18%	2,832,453
Set-23	233	4.70	61.90%	2,826,439

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

De esta manera, el valor de la acción, a setiembre 2023, cerró en S/ 4.70 (S/ 5.40 a setiembre 2022).

Política de Dividendos

EEP cuenta con una Política de Dividendos, por la cual los dividendos a distribuir son de por lo menos el 30% de las utilidades anuales disponibles.

El 20 de marzo del 2023, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas No Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$26.1 millones con cargo al ejercicio 2022. En los últimos doce meses terminados a setiembre 2023, se realizaron dividendos por US\$25.8 millones.

Dividendos Entregados

	LTM Set23	2022	2021
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	64.8	65.2	65.2
Dividendos (US\$ MM)	25.8	34.1	62.4
D / A	0.04	0.06	0.10

Fuente: EEP



Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S/ /US\$ a final del Período

	3.79 LTM Set23	3.81 Dic-22	3.99 Dic-21	3.62 Dic-20	3.31 Dic-19
Rentabilidad					
EBITDA	192,394	191,159	228,091	232,552	266,591
Mg. EBITDA	27.1%	34.4%	42.9%	48.0%	49.7%
FCF / Ingresos	10.0%	-31.9%	4.4%	23.4%	25.3%
ROE	5.3%	5.6%	5.6%	7.6%	9.4%
Cobertura					
EBITDA / Gastos financieros	7.76	9.26	9.14	7.45	7.09
FCF / Servicio de deuda	0.93	-1.38	0.21	1.23	1.18
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	2.72	-0.66	1.05	2.08	1.80
CFO / Inversión en Activo Fijo	1.82	0.28	1.83	9.09	7.19
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	3.65	2.40	1.83	2.83	2.43
Estructura de capital y endeudamiento					
Capitalización	32.6%	33.6%	31.9%	29.8%	35.6%
Deuda financiera total / EBITDA	3.12	3.17	2.36	2.13	2.36
Deuda financiera neta / EBITDA	2.16	2.75	1.51	1.70	2.02
Costo de financiamiento estimado	4.1%	3.6%	4.8%	5.5%	5.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	13.1%	15.3%	38.3%	17.4%	17.4%
Balance					
Activos totales	2,504,031	2,390,985	2,252,706	2,181,314	2,205,268
Caja e inversiones corrientes	184,760	80,928	193,951	99,864	91,897
Deuda financiera Corto Plazo	78,389	92,606	205,969	86,089	109,635
Deuda financiera Largo Plazo	521,587	513,931	331,763	409,868	519,971
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	599,976	606,537	537,732	495,957	629,606
Patrimonio Total	1,242,721	1,197,938	1,145,429	1,166,985	1,137,270
Capitalización ajustada	1,842,697	1,804,475	1,683,161	1,662,942	1,766,876
Flujo de caja					
Flujo de caja operativo (CFO)	215,652	55,508	189,580	196,004	233,434
Inversiones en Activos Fijos	-118,787	-198,266	-103,712	-21,563	-32,464
Dividendos comunes	-25,770	-34,063	-62,367	-61,121	-65,279
Flujo de caja libre (FCF)	71,095	-176,821	23,501	113,320	135,691
Ventas de Activo Fijo, Netas	153	154	417	5	5,085
Otras inversiones, neto	0	0	0	-48	-38
Variación neta de deuda	-14,268	63,644	70,169	-105,310	-123,458
Variación neta de capital	0	0	0	0	0
Variación de caja	56,980	-113,023	94,087	7,967	17,280
Resultados					
Ingresos	709,755	554,907	532,206	484,104	536,374
Variación de Ventas	27.9%	4.3%	9.9%	-9.7%	3.0%
Utilidad operativa (EBIT)	103,025	103,854	141,191	158,511	182,558
Gastos financieros	24,800	20,640	24,953	31,201	37,601
Gastos Financieros por Alquileres	0	0	0	0	0
Gastos Financieros	24,800	20,640	24,953	31,201	37,601
Dividendos preferentes	0				
Resultado neto	64,794	65,150	65,153	87,875	104,247
Información y ratios sectoriales					
Producción de Energía (GWh. - COES)	8,922.9	7,102.9	6,710	6,472	6,604
Participación en el COES	15.3%	12.7%	12.4%	13.2%	12.5%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones

2024 2025 2026+

35,770 40,000 472,332

Información reexpresada por A&A con fines comparativos

EBITDA: Utilidad operativa (no incluye otros ingresos ni egresos) + depreciación y amortización.

FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos

+ variación de otros pasivos - dividendos preferentes. Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar comerciales.

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo.

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes.

Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos.

(*) Para fines comparativos se agregó a los Pasivos por Alquileres los Gastos por Alquileres registrados en los costos operativos por el factor (7.0x)

Deuda financiera: Incluye deuda financiera con vinculadas

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo.

Antecedentes

Emisor:	ENGIE Energía Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3490, San Isidro
RUC:	20333363900
Teléfono:	(511) 616 7979

Relación de directores*

Frank Demaille	Presidente del Directorio
Diego Matías Niebuhr	Director
Aníbal Juan Prieto Larraín	Director
Pascal Gerard Jean-Claude Renaud	Director
Dora Maria Avendaño Arana	Director
Verónica Elizabeth Zavala Lombardi	Director
Rosaline Corinthien	Director

Relación de ejecutivos*

El Mehdi Ben Maalla	Gerente General
César Alberto Cornejo Gómez	Vicepresidente de Operaciones y Proyectos
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial, Regulación y Asuntos Corporativos
Luciano Guffanti	Vicepresidente de Finanzas
Rocío Esparza Traverso	Vicepresidente de RR.HH. (desde 1 de abril 2023)

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	7.56%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.45%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	4.19%
Otros	19.03%

(*) Nota: Información a octubre 2023

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>Clasificación*</u>
Tercera Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$15.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Sexta Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$25.0 millones.	Categoría AAA (pe)
Valores que se emitan bajo el marco del Tercer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A.	Categoría AAA (pe)
Acciones Comunes	Categoría 1a(pe)
<i>Perspectiva</i>	<i>Estable</i>

Definiciones

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más 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.

CATEGORÍA 1a (pe): Acciones que presentan una muy buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor.

(+) 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 0.3% 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.