

ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

Fundamentos

Las clasificaciones otorgadas reflejan la sólida posición financiera de ENGIE Energía Perú S.A. (EEP o la Empresa) y subsidiarias, la cual se sustenta en la diversificación de sus fuentes de energía, el adecuado nivel de capitalización, su capacidad de generación de caja, la cual le permite mantener holgados indicadores de cobertura; 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, al cierre del 2024, la primera 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 13.9% en el total de energía generada, durante el 2024, la cual ascendió a 8,357.2 GWh.

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 capaz de autofinanciar parte importante de sus inversiones y mantener adecuados ratios de deuda sobre capitalización (33.5%, 33.2% y 31.5%, al cierre del 2022, 2023 y 2024, respectivamente).

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, radiación 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.

El 21 de marzo del 2024 culminó el proceso de compra de las compañías titulares de dos centrales eólicas en operación: Duna y Huambos (ambas con potencia instalada de 18.4 MW), y dos proyectos eólicos: Naira I y Naira II (ambos con potencia estimada de 20 MW cada uno). Esta compra fue financiada por medio de un préstamo de corto plazo con el BBVA de aproximadamente US\$60 millones, el cual será reemplazado posteriormente por un préstamo de largo plazo. Asimismo, se debe destacar que, a diciembre 2024, EEP cuenta con un *pipeline* de proyectos por alrededor de 1,600 MW en energías renovables.

Durante el 2024, el EBITDA¹ ascendió a US\$271.3 millones, aumentando en 49.4% respecto al 2023, debido al incremento de los ingresos y a los menores costos de generación, producto de la menor generación térmica. Al cierre del 2024, la deuda financiera fue US\$574.5 millones, manteniéndose respecto al cierre del 2023, y fue compuesta principalmente por la deuda adquirida para la construcción de Punta Lomitas y su expansión. Así, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 2.1x (1.5x al considerar el indicador neto), por debajo de lo mantenido en el 2023 (3.2x y 2.8x, respectivamente).

¹ Los estados financieros consolidados han sido preparados asumiendo que las empresas se encontraban fusionadas en cada uno de los ejercicios presentados.

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

Con información financiera auditada a diciembre 2024.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 21/05/2025
13/11/2024.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros			
(Cifras en miles de USD)			
	Dic-22	Dic-23	Dic-24
Ventas Netas	554,907	671,803	724,217
EBITDA	191,159	181,583	271,290
Flujo de Caja Operativo (FCO)	70,912	180,944	277,695
Deuda Financiera Ajustada	640,537	626,821	661,776
Caja y Equivalentes	80,928	77,221	175,985
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	2.9x	3.0x	1.8x
EBITDA / Gastos Financieros Totales	9.3x	5.7x	5.9x

Fuente: Engie S.A. y Subsidiarias

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

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, con el año completo de operación de las centrales adquiridas en el 2024, se mantenga la recuperación en el margen EBITDA; de manera que el indicador de apalancamiento mantenga la tendencia decreciente. Además, se espera 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.

¿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.

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 2,694 MW a diciembre 2024 (incluyendo la potencia de las centrales Duna y Huambos).

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE (BBB+ *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. Al cierre del 2024, el Grupo ENGIE contaba con una capacidad de generación de energía de 115.1 GW.

En el 2024, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a € 73.8 billones, mientras que su EBITDA, a € 15.6 billones (€ 82.6 y 15.0 billones en el 2023, 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

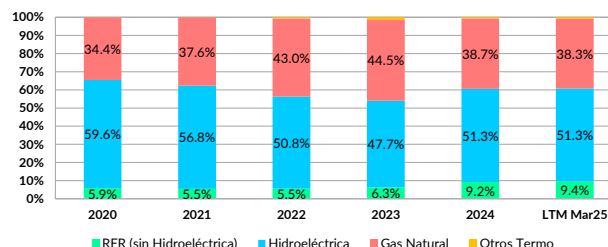
En 2024, la economía creció un 3.3% YoY, recuperándose de la contracción del 0.4% en 2023. Este crecimiento fue impulsado por el consumo privado, respaldado por los retiros de fondos previsionales y una mayor disponibilidad de CTS, así como por el aumento de la inversión pública (+18.2% YoY).

Cabe recordar que, durante el 2023, el sector eléctrico peruano fue marcado por anomalías climatológicas como el ciclón Yaku y el fenómeno El Niño Costero (FEN), eventos que resultaron en escasez de hidrología en la zona centro y sur del país.

Por el contrario, el 2024 se vio marcado por una recuperación de la hidrología, y la entrada de importantes proyectos de energía renovable no convencional.

De esta manera, la generación hidroeléctrica (incluyendo la generación RER) representó el 51.3% de la generación total, superior a lo registrado durante el 2023 (47.7%). Es importante señalar que la participación de esta tecnología aún se mantiene por debajo del 57% registrado en el 2019, debido al incremento en la participación de energía renovable no convencional.

Generación anual del SEIN por fuentes (miles de GWh)



Fuente: COES

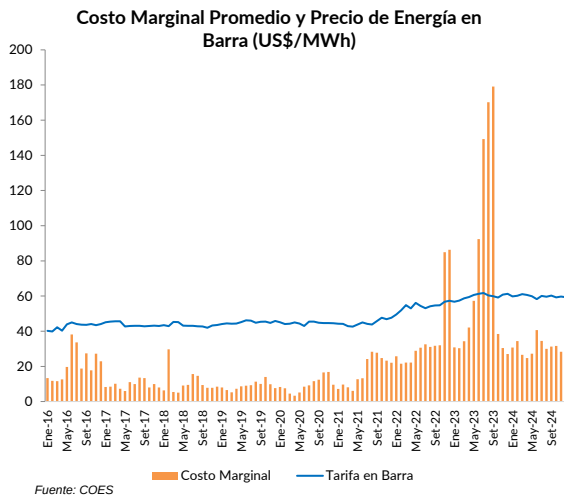
Además, durante el 2024, entraron en operación comercial 508.2 MW de energía renovable no convencional (312.7 MW de energía eólica y 195.5 MW de energía solar). En los últimos años, han entrado en operación comercial importantes proyectos renovables, debido a lo cual la generación RER (sin incluir hidroeléctricas) representó el 9.2% de la generación en el 2024 (6.3% en el 2023).

Producto de estos incrementos, la participación de la generación en base a gas natural se redujo a 38.7%, por debajo del 44.5% registrado en el 2023. Se debe destacar que la participación del 2023 fue anómala, debido a la sequía ya mencionada.

Además, entre julio y setiembre del 2023, se recurrió a la generación a base de diésel y combustible residual para satisfacer la demanda, lo que resultó en una participación por el 1.5% de la generación. Cabe destacar que la participación promedio de estos recursos, en el periodo del 2017-2021, fue de 0.3%.

Esto resultó en un incremento en el costo marginal, el cual se elevó a US\$149.3/MWh, US\$170.2/MWh y US\$179.1/MWh en los meses de julio, agosto y setiembre del 2023, respectivamente. Se debe destacar que estos precios son los máximos registrados en los últimos 15 años.

Por el contrario, debido al inicio de la temporada de lluvias, el costo marginal del 2024 se redujo a US\$30.3/MWh, similar a lo registrado en años anteriores.



(para mayor detalle del sistema, ver presentación del sector eléctrico en www.aai.com.pe).

Operaciones

Al cierre del 2024, EEP representaba el 19.0% de la potencia efectiva SEIN y ocupaba el primer lugar en potencia instalada y el tercer lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con diez centrales en operación, que totaliza una capacidad nominal de 2,694.1 MW a diciembre 2024.

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 Instalada (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Dic-2024	Factor de Planta* Dic-2023
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.1%	3.0%
C.T. Ilo41	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel 2 - B5	610.00	2016	0.3%	5.8%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural / Vapor	851.80	2006	74.8%	83.1%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	40.6%	57.5%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	65.4%	66.9%
C.H. Quitaracsá	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	43.8%	15.0%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	31.2%	27.3%
C.E. Punta Lomitas	Ica	57 Aerogeneradores	-	296.40	2023	41.2%	31.6%
C.E. Dunas	Cajamarca	7 Aerogeneradores	-	18.38	2021	52.1%	-
C.E. Huambos	Cajamarca	7 Aerogeneradores	-	18.38	2021	41.1%	-
TOTAL				2,694.1			

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

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

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 dos contratos de suministro de gas natural por un total de 3.95 millones de m³/día hasta el 01 de enero 2030; el contrato de transporte firme de gas con TGP por 700 miles de m³/día hasta diciembre 2025 (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, las centrales térmicas Ilo31 e Ilo 41 utilizan 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

	2024	2023	2022	2021
Generación GWh*	8,357.2	8,816	7,103	6,710
Compras netas SPOT	721	3	1,011	2,266
Pérdidas de energía	(152)	(195)	(146)	(204)
Total Volumen vendido (GWh)	8,926	8,624	7,968	8,772
Ventas clientes libres	6,609	6,501	6,026	5,852
Ventas clientes regulados	2,317	2,123	1,942	2,920
Ingresos por venta de energía	488,531	464,353	345,587	324,793
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	54.7	53.8	43.4	37.0

*Generación considera generación de Dunas y Huambos a partir de marzo 2024.

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias

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 el 2023, aumentó la generación térmica del sistema, debido a la menor generación hidráulica. Por ello, se registró un importante crecimiento en el precio *spot*. Producto de esta coyuntura, EEP aumentó su generación térmica, lo que redujo sus márgenes operativos.

Durante el 2024, se registró una recuperación de la generación hidráulica y un incremento en la generación renovable, debido a la puesta en operación de nuevas centrales; sin embargo, la generación térmica se contrajo, por lo que parte de las ventas fue cubierta con compras en el mercado *spot*, posicionando a Engie como comprador neto.

En el 2024, EEP generó 8,357.2 GWh, reduciéndose en 5.1% respecto al 2023 que la generación del 2023 fue anómala, producto de la sequía registrada en el segundo y tercer trimestre del 2023.



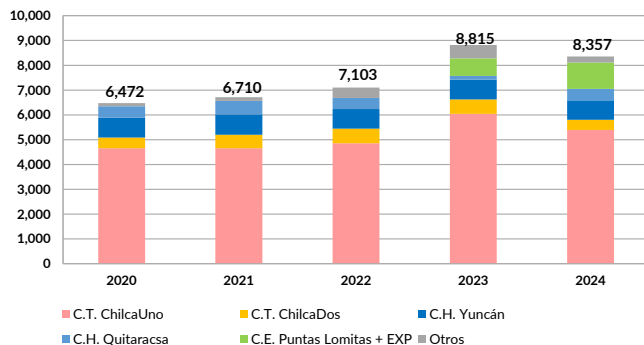
Asimismo, en el mismo periodo, la generación del SEIN aumentó en 2.8% respecto al 2023. Así, la participación de EEP consolidado, en el SEIN, se redujo de 15.1%, en el 2023, a 13.9% en el 2024.

Desde el 2004, EEP ha mantenido un crecimiento en la participación dentro del SEIN; la cual pasó de niveles de 7.5%, en el 2004, a 13.9% en el 2024.

Así, el 69.6% de la generación del 2024 fue de fuente térmica, mientras que el 14.9% fue hidroeléctrica y el resto en base a generación renovable no convencional. Cabe destacar el crecimiento en base a recursos renovables, los cuales pasaron de representar el 1.6% de la generación del 2022, a 15.5% durante el 2024. Además, la C.T. ChilcaUno se mantuvo como la central más importante, al contribuir con el 64.4% de la producción total.

Al cierre del 2024, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,770.9 MW en hora punta (1,767.5 MW a diciembre 2023), de los cuales el 60.5% corresponde a clientes libres y el 39.5% restante a clientes regulados. Los usuarios libres más representativos fueron: Quellaveco, Cerro Verde, Antamina y Nexa Resources.

Generación por Central (GWh.)



Fuente: Engie Energía Perú S.A. y Subsidiarias

EEP mantiene una ampliación (C.S. Intipampa) y dos proyectos RER propios en evaluación para el periodo 2027-2028. Estos proyectos representan alrededor de 474 MW y una inversión aproximada de US\$510 millones. La ampliación ya se encuentra en construcción y los proyectos 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 1,600 MW.

Desempeño Financiero

La Empresa registró una recuperación importante en el margen operativo, siendo superior a lo registrado en los últimos años.

Durante el 2024, los ingresos operativos de EEP fueron US\$724.2 millones, creciendo en 7.8% respecto al 2023, debido al mayor volumen de energía vendido y al incremento del precio promedio. Asimismo, se debe considerar que los ingresos incluyen un flujo extraordinario por penalidades a proveedores.

Además, el costo de ventas se contrajo ligeramente a US\$529.4 millones (US\$560.3 millones en el 2023), debido a los menores gastos en combustible, producto de la reducción en la generación térmica.

Así, la utilidad bruta, en el 2024, fue US\$194.8 millones, creciendo significativamente respecto a la registrada durante el 2023 (US\$111.5 millones), lo que resultó en un margen bruto de 26.9%, superior a lo registrado en el 2023 y 2022 (16.6% y 22.5%, respectivamente).

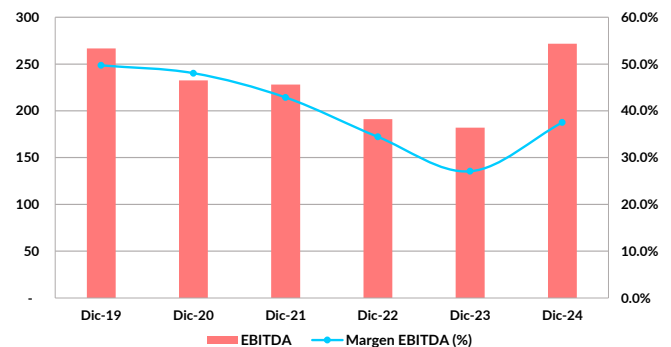
No obstante, se mantiene por debajo del margen obtenido en el 2021 y 2020 (30.3% y 37.3%, respectivamente). La Clasificadora anticipa que se mantenga la tendencia creciente en el margen, debido a la normalización de la hidrología, la mayor generación renovable y a los menores precios promedio en el mercado *spot*.

Además, los gastos administrativos del periodo fueron US\$28.6 millones, superiores a los registrados en el 2023 (US\$25.6 millones), debido al incremento en la remuneración del personal.

De esta manera, el EBITDA generado, durante el 2024, ascendió a US\$271.3 millones, siendo mayor registrado en los últimos años, lo que resultó en un incremento en el margen EBITDA de 27.0%, en el 2023, a 37.5% en el 2024. No obstante, este margen se mantiene por debajo de lo registrado en periodos anteriores.

En el siguiente gráfico mostramos la evolución del margen EBITDA.

EBITDA (S/ MM) y Margen EBITDA (%)



Fuente: Engie S.A. y Subsidiarias Elaboración: A&A.

La Clasificadora espera que se mantenga la tendencia positiva del margen EBITDA en el 2025, debido a la mayor generación renovable, producto de la entrada del proyecto Punta Lomitas y su expansión, y a la adquisición de las centrales Dunas y Huambos.

Los gastos financieros aumentaron en 43.0% respecto al 2023, debido al registro de los intereses del préstamo del proyecto Punta Lomitas, que se capitalizaron durante la etapa de construcción. De esta manera, los gastos financieros totales sumaron US\$45.0 millones (US\$31.7 millones durante el 2023).

El mayor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 5.94x en el 2024 (5.73x en el 2023). La cobertura se mantiene holgada a pesar del incremento en los gastos.

Asimismo, durante el 2024, se registraron otros ingresos netos por US\$0.8 millones. En contraste, en el 2023, se registraron otros gastos netos por US\$47.6 millones, principalmente por reconocimiento del deterioro en el valor de activos de generación según la NIC 36 por US\$77.7 millones.

Como resultado de lo anterior, junto al incremento en la utilidad bruta ya mencionado, se obtuvo una utilidad neta en el periodo por US\$98.6 millones, la más alta registrada desde el 2019.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$277.7 millones, superior a lo registrado durante el 2023 (US\$180.9 millones), debido a los menores pagos a proveedores. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$53.0 y US\$27.7 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

El incremento en la capacidad de generación de caja, producto del incremento en la generación renovable no convencional, le permitió a la Empresa reducir sus niveles de apalancamiento.

La Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con ratios de deuda sobre capitalización de 33.5%, 33.2% y 31.5% a diciembre 2022, diciembre 2023 y diciembre 2024, respectivamente.

Asimismo, su nivel de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA), al cierre del 2024, alcanzó 2.12x, por debajo del mantenido al cierre del 2023 (3.21x), debido al incremento en el EBITDA. Del mismo modo, al considerar el nivel de

Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo a 1.47x (2.79x al cierre del 2023). Se debe destacar que el EBITDA registrado durante el 2024, es mayor al promedio del 2020-2023 (US\$208.4 millones).

La Clasificadora espera que se mantenga la tendencia positiva en el EBITDA. Así, considerando las amortizaciones de deuda programadas, se espera que los indicadores de apalancamiento muestren una tendencia decreciente en los próximos años.

Al cierre del 2024, la deuda total de EEP ascendió a US\$574.5 millones, ligeramente inferior al saldo mantenido al cierre del 2023 (US\$583.0 millones). Esta deuda incluye un préstamo de corto plazo con el BBVA por US\$60 millones, el cual fue utilizado para la compra de Dunas y Huambos, y será reemplazada por deuda de largo plazo en el futuro.

Cabe destacar que, al cierre del 2024, la caja representó 4.4x las amortizaciones de largo plazo programadas para los próximos 12 meses. Además, el EBITDA del periodo representó 3.14x del servicio de deuda.

EEP ha contratado instrumentos financieros derivados *swaps* de monedas para los bonos corporativos, 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 diciembre 2024, los préstamos en moneda local contaban con *swaps* cambiarios. Al cierre del 2024, la Empresa mantenía deuda indirecta² por US\$82.5 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

² Fianzas y garantías otorgadas

“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.
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

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú y BBVA, *swaps* de moneda y tasa de interés para las 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 (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, al cierre del 2024, estuvo conformado por un total de 601'370,011 acciones comunes con derecho a voto, con un valor nominal de S/ 1.00.

De esta manera, el valor de la acción, al cierre 2024, cerró en S/ 4.09 (S/ 4.65 a diciembre 2023).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
Dic-22	293	4.95	40.00%	2,976,782
Ene-23	312	5.25	45.45%	3,157,193
Feb-23	156	5.26	30.00%	3,163,206
Mar-23	217	5.35	26.09%	3,217,330
Abr-23	402	5.41	22.22%	3,253,412
May-23	25,588	5.05	45.45%	3,036,919
Jun-23	3,127	4.95	52.38%	2,976,782
Jul-23	26,799	4.76	75.00%	2,862,521
Ago-23	12,197	4.71	68.18%	2,832,453
Set-23	1,097	4.70	61.90%	2,826,439
Oct-23	1,051	4.63	40.91%	2,784,343
Nov-23	187	4.52	42.86%	2,718,192
Dic-23	1,044	4.65	42.11%	2,796,371
Ene-24	1,374	4.71	40.91%	2,832,453
Feb-24	1,182	4.80	52.38%	2,886,576
Mar-24	388	4.80	42.11%	2,886,576
Abr-24	9,278	4.45	31.82%	2,676,097
May-24	450	4.63	40.91%	2,784,343
Jun-24	15,246	4.25	89.47%	2,555,823
Jul-24	2,047	4.26	66.67%	2,561,836
Ago-24	13,768	4.00	65.00%	2,405,480
Set-24	13,839	4.00	90.48%	2,405,480
Oct-24	1,632	4.25	72.73%	2,555,823
Nov-24	620	4.18	50.00%	2,513,727
Dic-24	13,058	4.09	55.00%	2,459,603

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

Política de Dividendos

EEP cuenta con una Política de Dividendos, por la cual, con cargo a los resultados acumulados, EEP repartirá cada año, como mínimo, una suma equivalente al treinta por ciento (30%) de las utilidades anuales disponibles, según éstas sean determinadas en cada ejercicio anual, o un monto mayor si así se estimara conveniente sin limitarse a las utilidades

anuales disponibles. La distribución se efectuará primero con cargo a los resultados acumulados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2015 hasta el 31 de diciembre de 2016 y, cuando estos se agoten, con cargo a los resultados obtenidos a partir del 1 de enero de 2017.

El 20 de marzo del 2025, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas Presencial, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$98.7 millones, con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2015, así como con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2016. Durante el 2024, se entregaron dividendos por US\$27.7 millones.

Dividendos Entregados

	2024	2023	2022	2021
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ MM)	98.6	6.0	65.2	65.2
Dividendos (US\$ MM)	-27.7	30.4	34.1	62.4
D / A	-0.05	0.05	0.06	0.10

Fuente: ENGIE Energía Perú S.A. y subsidiarias



Resumen Financiero - Engie S.A. y Subsidiarias

(Cifras en miles de USD)

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

	3.31	3.62	3.99	3.81	3.71	3.76
	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
RESULTADOS						
Ventas Netas	536,374	484,104	532,206	554,907	671,803	724,217
Variación de Ventas	3.0%	-9.7%	9.9%	4.3%	21.1%	7.8%
Utilidad Operativa	182,558	158,511	141,191	103,854	85,919	166,188
EBITDA (1)	266,591	232,552	228,091	191,159	181,583	271,290
Margen EBITDA (%)	49.7%	48.0%	42.9%	34.4%	27.0%	37.5%
Gastos Financieros	37,601	25,580	23,009	20,617	31,482	45,034
Gastos Financieros por Arrendamientos	-	5,621	1,944	23	222	607
Gastos Financieros Totales	37,601	31,201	24,953	20,640	31,704	45,641
Utilidad Neta (Atribuible a Accionistas Controlares)	104,247	87,875	65,153	65,150	6,000	98,581
BALANCE						
Activos Totales	2,205,268	2,181,314	2,252,706	2,390,985	2,315,177	2,414,741
Caja y Equivalentes	91,897	99,864	193,951	80,928	77,221	175,985
Cuentas por Cobrar Comerciales	80,365	76,071	80,754	149,887	149,515	121,044
Inventarios	76,217	77,746	81,489	102,996	117,069	118,803
Cuentas por Pagar Comerciales	61,484	61,129	60,520	71,520	77,992	68,442
Deuda Financiera Corto Plazo	103,078	79,832	202,611	92,430	66,308	100,000
Deuda Financiera Largo Plazo	509,334	404,601	329,422	511,710	517,315	474,533
Deuda Financiera	612,412	484,433	532,033	604,140	583,623	574,533
Pasivos por Arrendamiento Corto Plazo	6,557	6,257	3,358	176	599	889
Pasivos por Arrendamiento Largo Plazo	10,637	5,267	2,341	2,221	2,800	3,830
Pasivos por Arrendamiento	17,194	11,524	5,699	2,397	3,399	4,719
Deuda Financiera Ajustada (2)	669,106	535,457	577,232	640,537	626,821	661,776
Patrimonio Total (sin Interés Minoritario)	1,137,270	1,166,985	1,145,429	1,197,938	1,173,705	1,248,742
Interés Minoritario	-	-	-	-	-	-
Capitalización (3)	1,749,682	1,651,418	1,677,462	1,802,078	1,757,328	1,823,275
Capitalización Ajustada (4)	1,806,376	1,702,442	1,722,661	1,838,475	1,800,526	1,910,518
FLUJO DE CAJA						
Flujo de Caja Operativo (FCO)	262,539	218,942	202,793	70,912	180,944	277,695
Inversiones en Activos Fijos	(27,379)	(21,558)	(103,295)	(198,112)	(102,510)	(52,975)
Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)	235,160	197,384	99,498	(127,200)	78,434	224,720
Dividendos	(65,279)	(61,121)	(62,367)	(34,063)	(30,408)	(27,661)
Variación Neta de Deuda	(123,458)	(105,310)	70,169	63,644	(34,000)	(11,974)
Intereses Pagados	(29,105)	(22,938)	(13,213)	(15,404)	(17,733)	(28,542)
Variación Neta de Capital	-	-	-	-	-	-
Otros Neto	(38)	(48)	-	-	-	(60,341)
Efectos Cambiarios	-	-	-	-	-	-
Variación Total de Caja	17,280	7,967	94,087	(113,023)	(3,707)	96,202



RATIOS FINANCIEROS	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	Dic-24
COBERTURA						
EBITDA / Gastos Financieros Totales	7.1x	7.5x	9.1x	9.3x	5.7x	5.9x
EBITDA / Servicio de Deuda (5)	1.8x	2.1x	2.8x	1.7x	2.6x	3.1x
FCO / Inversión en Activos Fijos	9.6x	10.2x	2.0x	0.4x	1.8x	5.2x
(FCSD + Gastos Fin. Tot.) / Servicio de Deuda	1.9x	2.0x	1.5x	-0.9x	1.6x	3.1x
SOLVENCIA						
Deuda Financiera / Capitalización	35.0%	29.3%	31.7%	33.5%	33.2%	31.5%
Deuda Financiera / EBITDA	2.3x	2.1x	2.3x	3.2x	3.2x	2.1x
Deuda Financiera Neta / EBITDA	2.0x	1.7x	1.5x	2.7x	2.8x	1.5x
Deuda Financiera Ajustada / Capitalización Ajustada	37.0%	31.5%	33.5%	34.8%	34.8%	34.6%
Deuda Financiera Ajustada / EBITDA	2.5x	2.3x	2.5x	3.4x	3.5x	2.4x
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	2.2x	1.9x	1.7x	2.9x	3.0x	1.8x
Total Pasivo / Total Patrimonio	0.9x	0.9x	1.0x	1.0x	1.0x	0.9x
Deuda Financiera Corto Plazo / Deuda Financiera	16.8%	16.5%	38.1%	15.3%	11.4%	17.4%
Costo de Financiamiento Estimado	5.6%	5.7%	4.9%	3.6%	5.3%	7.9%
LIQUIDEZ						
Liquidez Corriente	1.6x	1.8x	1.2x	1.7x	1.9x	2.0x
Caja / Deuda Financiera Corto Plazo	0.9x	1.3x	1.0x	0.9x	1.2x	1.8x
Variación de Capital de Trabajo	25,055	27,680	(73,838)	77,303	36,250	52,957
Días Promedio de Cobro (días)	55	57	55	99	81	61
Días Promedio de Pago (días)	68	73	60	61	51	47
Días Promedio de Inventario (días)	84	93	80	87	76	82
RENTABILIDAD						
Margen Bruto (%)	38.2%	37.3%	30.3%	22.5%	16.6%	26.9%
Margen Neto (%)	19.4%	18.2%	12.2%	11.7%	0.9%	13.6%
ROAE (%)	9.4%	7.6%	5.6%	5.6%	0.5%	8.1%

(1) EBITDA: Utilidad Operativa (sin considerar otros Ingresos ni Egresos) + Depreciación & Amortización + Ingresos Financieros

(2) Deuda Financiera Ajustada: Deuda Financiera + Pasivos por Arrendamiento + Deuda Fuera de Balance

(3) Capitalización: Deuda Financiera + Patrimonio Total + Interés Minoritario

(4) Capitalización Ajustada: Deuda Financiera Ajustada + Patrimonio Total + Interés Minoritario

(5) Servicio de Deuda: Gastos Financieros Totales + Parte Corriente de la Deuda de Largo Plazo + Pasivos por Arrendamiento 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*

Rosaline Corinthien	Presidente del Directorio
Marie-Claire D'Hautefeuille	Director
Aníbal Juan Prieto Larraín	Director
Marcio Daian Neves	Director
Dora Maria Avendaño Arana	Director
Verónica Elizabeth Zavala Lombardi	Director
Frédéric Marie Halkin	Director

Relación de ejecutivos*

El Mehdi Ben Maalla	Gerente General
Gilda Spallarossa Lecca	Principal Funcionario Legal
Luciano Guffanti	Principal Funcionario Financiero

Relación de accionistas (según derecho a voto)**

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	8.08%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.83%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	4.18%
Otros	18.14%

(*) Nota: Información a abril 2025

(**) Nota: Información a diciembre 2024

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 solvencia y generación de fondos del emisor, y liquidez del instrumento en el mercado local.

(+) 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.