

ENGIE Energía Perú S.A.

Informe Anual

Clasificación

Tipo Instrumento	Clasificación Actual	Clasificación Anterior
Bonos Corporativos	AAA	AAA
Acciones	1a(pe)	1a(pe)

Información financiera auditada a diciembre 2018.

Clasificación otorgada en Comités de fecha 30/04/2019 y 29/11/2018.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú			
US\$ MM	Dic-18	Dic-17*	Dic-16
Ingresos	520.9	577.0	747.7
EBITDAR	261.5	299.8	330.6
Flujo de Caja Operativo	273.0	281.1	175.0
Deuda Total	730.6	837.1	1,009.4
Caja	74.6	37.2	28.3
Deuda Ajustada Neta / EBITDAR	2.8	2.9	3.4
EBITDAR/ (Gastos Fin.+ alquileres)	5.5	5.2	7.0

Fuente: Engie

* Indicadores calculados en base a EEFF a diciembre 2017 ajustados por el efecto de las NIIF 9 y 15.

Metodología Aplicada

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (enero 2017).

Analistas

Sandra Guedes
(511) 444 5588
sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

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 (antes GDF SUEZ), uno de los principales grupos del sector de energía del mundo.

EEP es, al cierre del 2018, la primera empresa generadora en términos de capacidad instalada; y la tercera, en generación de energía eléctrica del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), con una participación de 10.5% en el total de energía generada en el sistema durante el 2018, y una generación de 5,333.7 GWh en el mismo periodo.

Las inversiones realizadas han permitido a la Empresa consolidarse como una de las principales generadoras por energía despachada al sistema (primera generadora en el 2017, tanto en energía como en capacidad), con el portafolio de generación más diversificado del país (agua, gas, diésel, carbón y solar). 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 tendencia creciente en su generación de caja, lo cual ha hecho posible que EEP autofinancie parte importante de sus inversiones y mantenga adecuados ratios de deuda sobre capitalización (46.9% y 41.9% a al cierre del 2017 y 2018, respectivamente).

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que con a la entrada en operación de los proyectos construidos en los últimos años; el apalancamiento siga disminuyendo en los siguientes periodos; y que el esquema de financiamiento de los proyectos permita mantener un perfil de riesgo adecuado a las clasificaciones de riesgo otorgadas, considerando el compromiso de los accionistas.

¿Qué podría modificar la clasificación?

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) con el fin de adquirir los activos de generación de electricidad de la minera SPCC (C.T. Ilo1 de 216.8 MW), a cambio de proveerle electricidad por un plazo no menor a 20 años desde abril de 1997.

Desde su constitución, la Empresa ha expandido continuamente su capacidad instalada, y ha pasado de contar con 177 MW, en 1997; a 2,496.5 MW a diciembre 2018.

Los proyectos han sido financiados con recursos de terceros (bonos y préstamos) y recursos propios, lo cual representa el compromiso de los accionistas con el desarrollo y crecimiento de la Empresa.

Con la puesta en marcha de la C.H. Quitaracsa en octubre 2015, la C.T. ChilcaDos (primera turbina en mayo 2016 y el ciclo combinado en diciembre 2016), y de la C.T. Ilo41 (Nodo Energético) en octubre 2016, la potencia instalada de EEP se incrementó en 835 MW.

Posteriormente, la salida de las dos turbinas restantes de la CT Ilo1, en octubre 2017, representó una reducción de 105.3 MW, cerrando el 2017 con una potencia de 2,456 MW. Con la culminación del proyecto Intipampa, en marzo del 2018, la potencia instalada de la empresa llegó a 2,496.5 MW.

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE, grupo que resulta de la fusión de SUEZ y Gaz de France S.A. (empresa pública de gas de Francia), aprobada en julio 2008. De esta manera, EEP pertenece al área de negocio denominada ENGIE Latin America, la cual agrupa operaciones en Perú, Argentina, Chile, Colombia y México.

ENGIE desarrolla sus actividades en los sectores de energía, infraestructura de redes y servicios energéticos a nivel mundial. Es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo por valor de mercado (€34.3 billones al cierre del 2018). El Grupo cuenta con una capacidad de generación de energía de 104.3 GW, así como 6.7 GW de capacidad adicional que actualmente se encuentran en proceso de implementación.

Al cierre del 2018, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €60.6 billones, mientras que su EBITDA, a €9.2 billones (€59.6 y 9.2 billones en el 2017, respectivamente).

Como resultado de la situación económica europea y nuevas políticas internas, en línea con la transformación del Grupo, éste ha definido diversos objetivos de tipo estratégico y financiero para los próximos años.

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.

Operaciones

Al cierre del 2018, EEP representaba el 19.7% de la potencia efectiva del SEIN y ocupaba el primer lugar en potencia instalada y el cuarto lugar en generación de energía en el Sistema entre los privados.

La Empresa cuenta con ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,496.5 MW. Adicionalmente, posee una línea de transmisión primaria de 500 kV de 75 km y líneas de transmisión secundarias de 138 y 220 kV de tensión, por un total de 292.5 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Dic.2017	Factor de Planta* Dic.2018
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	54.5%	2.7%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.2%	0.1%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	0.2%	0.3%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	74.8%	47.6%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	30.9%	37.4%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	74.2%	74.4%
C.H. Quitaracsa	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	51.6%	50.3%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.50	2018	-	29.3%
TOTAL				2,496.5			

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

Fuente: EEP

Debido a las continuas inversiones realizadas, EEP es la empresa con el portafolio de generación más diversificado del país. La C.H. Yuncán (5.4% de la potencia instalada) fue transferida a la Empresa en usufructo por la Empresa de Generación de Energía Eléctrica del Centro (EGECEN), ahora Activos Mineros, de propiedad del Estado, en febrero del 2004, por un plazo de 30 años contados a partir de la fecha de entrega de la C.H. Yuncán, 7 de setiembre del 2005.

De esta manera, EEP suscribió con el Estado peruano un Contrato de Garantías en virtud del cual, el Estado garantiza las obligaciones de Activos Mineros. El costo total del usufructo ascendió a US\$172.7 millones, compuestos por: i) US\$48.4 millones por derecho de contrato; ii) US\$105.5 millones por derecho de usufructo; y, iii) US\$18.8 millones en aportes sociales a la zona de influencia.

Los dos últimos rubros serán pagados a lo largo de un periodo de 17 años, con pagos semestrales a partir de la fecha de entrega de la central.

Asimismo, EEP cuenta con la C.H. Quitaracsa (4.6% de la potencia instalada); dicho proyecto consistió en la construcción de una central hidroeléctrica con una potencia de 114 MW ubicada en el distrito de Yuracmarca, provincia de Huaylas, departamento de Ancash, y requirió una inversión de US\$539 millones para su construcción.

La C.T. Planta Ilo (Ilo 31) y la C.T. Nodo Energético – Planta Ilo (Ilo 41), se encuentran ubicadas en la provincia de Ilo, departamento de Moquegua; tienen una capacidad de 610 y 500 MW, respectivamente; y requirieron de una inversión de US\$432.4 y US\$375 millones, respectivamente, para su construcción.

Por último, dentro del marco de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos renovables organizada por OSINERGMIN, se construyó la Central Solar Fotovoltaica Intipampa, que se encuentra ubicada en Moquegua, y cuenta con una potencia instalada nominal de 40.5 MW y requirió de una inversión de US\$50.8 millones para su construcción.

Las centrales térmicas utilizan distintos combustibles: diésel, carbón 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 noviembre 2021 (el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales, salvo indicación en contrario por alguna de las partes); el contrato de transporte firme de gas con TGP por 3.94 millones de m³/día hasta febrero del 2024 (posteriormente se tiene contratado 2.5 millones de m³/día hasta febrero 2031) y un contrato de distribución de gas natural con Cálidda por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3.94 millones de m³/día hasta diciembre 2033.

En abril 2016, TGP culminó con la expansión del ducto, con lo cual EEP asegura el 100% del requerimiento de transporte de gas natural de las centrales a plena capacidad (incluso con la conversión a ciclo combinado). Por su parte, las centrales térmicas Ilo21 e Ilo31 utilizan carbón y diésel, respectivamente, como insumo principal.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo marginal, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales hidráulicas, renovables no convencionales, luego las C.T. a GN (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón, R500 y diésel.

Cabe señalar que, debido a incentivos regulatorios, las centrales de generación de electricidad con el uso de los

recursos energéticos renovables (RER) tienen prioridad para el despacho.

Por esto, debido a su diversificado portafolio y 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).

Durante el 2018, EEP generó 5,334.7 GWh, 31.7% por debajo de la energía generada en el 2017; debido a la reducción de la generación térmica (menor en 39.9% respecto al 2018). Esta reducción se debió a la declaración de precios de gas natural de enero 2018 y a la ruptura del ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea, operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú ocurrida en febrero 2018, que impidió el abastecimiento normal de Gas de Camisea en las generadoras del país, disminuyendo la producción de las centrales térmicas de EEP por unos días en el mes de febrero.

Durante el 2018, se han realizado dos declaraciones por gas natural. En la primera declaración, que comprendía el periodo de enero 2018 a junio 2018, el precio de gas natural declarado por EEP resultó en una menor prelación de despacho, resultando en una menor inyección de energía.

En la segunda declaración (vigente desde el 1ro de julio del 2018 al 30 de junio del 2019), el precio declarado resultó en una mejor prelación, incrementando el despacho. De esta forma, el promedio de la energía mensual despachada en el segundo semestre del año representó 236% de la registrada durante el primer semestre.

De la misma manera, su participación en el mercado de generación, que se incrementó de manera sostenida desde el 2004, pasó de niveles de 7.5% a 10.5% en el 2018.

Es importante mencionar que, a diciembre 2017, EEP se ubicaba como el primer generador de energía del sistema, con una participación de mercado de 15.9% en diciembre 2017 (con respecto a generación).

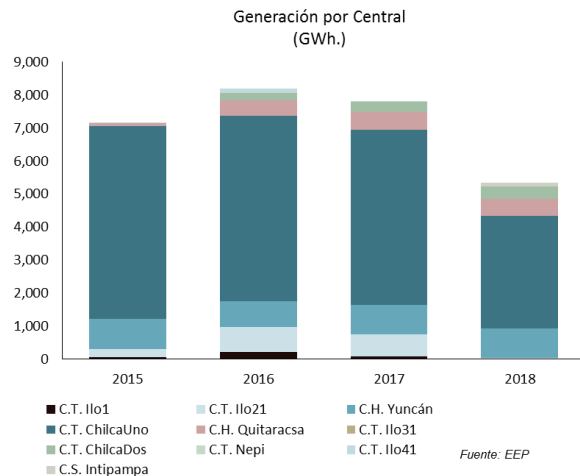
Esta participación disminuyó en el 2018, por los motivos ya señalados. Se debe resaltar, que la generación promedio del segundo semestre ya se encuentra en línea con el promedio de años anteriores, por lo que se espera una recuperación paulatina.

Cabe resaltar que la generación de energía a nivel nacional, en 2018, ascendió a 50,816.5 GWh, superior en 3.7% respecto a lo generado durante el 2017. Asimismo, la máxima demanda del periodo ascendió a 6,884.6 MW, 4.7% por encima de la máxima demanda del año previo.

Del total de la energía producida por EEP, el 72.0% fue de origen térmico (81.8% a diciembre 2017), el 26.4%, de origen

hidráulico (18.2% a diciembre 2017) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante al contribuir con el 63.8% de la producción total.

C.H. Quitaracsa ha incrementado su participación en la producción de la Empresa durante los últimos meses, con lo cual pasó de 5.7% en el 2016, a 9.7% en el 2018, debido a la menor producción térmica en el año.



Al cierre del 2018, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,745.77 MW en hora punta (1,467.0 MW a diciembre 2017), de los cuales el 47.2% corresponde a clientes regulados y el 52.8% restante a clientes libres (48.0% y 52.0% a diciembre 2017).

El nivel de contratación total creció en 19.0% respecto a diciembre 2017, debido al crecimiento en la potencia contratada con clientes regulados y libres en 16.9% y 20.9%, respectivamente.

El mayor nivel de contratación con clientes regulados se debió principalmente al incremento en la potencia contratada con Luz del Sur (crecimiento de 34.1%) y Enel Distribución Perú (22.3%).

En el caso de clientes libres, el crecimiento se debe a la entrada de nuevos clientes en 2018, principalmente: Volcan, y Milpo con 49.0 MW y 38.0 MW, respectivamente.

Es importante destacar que, con estos nuevos contratos, la Empresa vuelve a alcanzar el nivel de potencia contratada con clientes libres anterior al vencimiento del contrato con Southern Perú Copper Corporation (918.1 a abril 2017).

Sin embargo, a pesar del mayor nivel de contratación, los ingresos por potencia disminuyeron en 10.5% y los ingresos por energía cayeron en 5.0%, debido al menor precio pactado por el contexto actual del mercado de energía y potencia.

Asimismo, se firmaron adendas de contratos bilaterales con determinados clientes regulados, dentro de los cuales destacan Edelnor, Luz del Sur y Seal. Además, se suscribió un contrato de hasta 40 MW con la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) para la exportación-importación de energía eléctrica entre Perú y Ecuador.

Desempeño Financiero

En el 2018, los ingresos de EEP ascendieron a US\$520.9 millones, reduciéndose en 9.7% respecto al 2017. Sin embargo, si no se consideran los ingresos captados en el 2017 por la compensación D.U. N°049, estos sólo se redujeron en 5.1%, debido a los menores precios promedio de energía y potencia.

Cabe destacar, que la participación de los ingresos por potencia y energía de los clientes libres, sobre el total, se mantuvo respecto al 2017.

El costo de ventas se ubicó en US\$328.1 millones, 3.3% por debajo del 2017. Esta reducción se debió al menor consumo de combustible, compensado, en parte, por el incremento de los costos de compra de energía y peaje. Estos cambios se deben al menor despacho de energía en el periodo, debido en parte a la ruptura del ducto de TGP, por el cual se realizaron mayores compras de energía en el mercado spot.

De esta manera, como resultado de la disminución de los ingresos, el margen bruto se ubicó en 37.0%, en el 2018, significativamente por debajo del 2017 (41.2%). Los gastos administrativos se situaron en US\$23.4 millones, ligeramente inferiores a los del 2017.

El EBITDA¹ del 2018 ascendió a US\$257.5 millones, ubicando el margen EBITDA en 49.4%, menor al observado durante el 2017 (51.3%), debido al menor margen bruto.

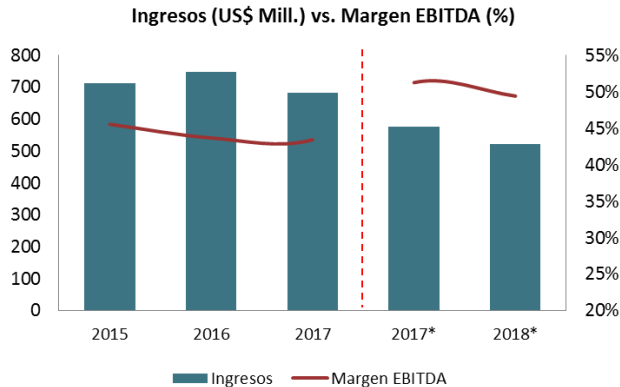
Se debe recalcar, que en el 2018 entraron en vigencia las normas contables NIIF 9 y NIIF 15. Estos cambios no tienen un efecto significativo en el EBITDA; pero sí en el margen por medio de los ingresos. En el siguiente gráfico mostramos la evolución del EBITDA y el margen EBITDA, con los datos del 2017 y 2018 re-expresados de acorde al cambio contable.

El cálculo del EBITDA no incluye los ingresos no operativos ni ingresos extraordinarios.

El cálculo del EBITDA de A&A no es el considerado para los covenants financieros.

¹ EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

Utilidad operativa: Ingresos operativos - costos operativos - gastos de administración



Fuente: EEP

* Los indicadores ajustados al 2017 y 2018 incluyen los efectos de las NIIF 9 y 15.

Los gastos financieros disminuyeron respecto al 2017, debido al menor costo financiero promedio, producto de un re-perfilamiento de la deuda financiera, y al menor saldo de deuda mantenida. El menor gasto financiero compensó la menor generación de EBITDA, por lo cual el indicador EBITDA/Gastos financieros aumentó a 5.88x. Del mismo modo, el ratio de cobertura EBITDAR/Gastos financieros + Alquileres fue de 5.48x en el periodo analizado.

Por último, el resultado neto se redujo a US\$108.3 millones. La reducción, respecto al 2017, se debió a los menores precios de energía y potencia y a la finalización de los contratos SPCC y de las Bambas.

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$233.4 millones, menor al 2017. Esta reducción se debió al menor flujo proveniente de las Actividades de Operación; específicamente, de los menores ingresos. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, éstas se ubicaron en US\$63.0 y 34.0 millones, respectivamente.

■ Estructura de Capital

Históricamente, parte importante de la expansión de EEP fue financiada con deuda. No obstante, la Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre capitalización de 41.9% durante el 2018 y con la totalidad de su deuda siendo de largo plazo y a tasa fija.

Cabe destacar que la Empresa ha realizado una gestión de reperfilamiento de deuda, con la cual ha logrado disminuir los costos de financiamiento, alargar la duración y disminuir la concentración de los vencimientos en el 2028.

Asimismo, sus niveles de endeudamiento (Deuda Financiera / EBITDA), al cierre del 2018, alcanzaron 2.84x (2.83x en diciembre 2017), debido que el menor saldo de deuda financiera fue compensado por la menor generación de EBITDA.

Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo de 2.70x a 2.55x en el periodo de comparación. De manera similar, si se ajustase el nivel de deuda financiera por el gasto de alquiler y se sumase la deuda fuera de balance (fianzas otorgadas), el nivel de apalancamiento (Deuda ajustada total/ EBITDAR) se mantuvo en 3.05x.

A diciembre 2018, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$730.6 millones, por debajo de los US\$837.1 millones de diciembre 2017. La disminución de la deuda se explica por los vencimientos de cuotas de *leasing* y el reperfilamiento de deuda de largo plazo.

De esta manera, la porción de deuda financiera corriente sobre el total de deuda pasó de 22.6%, en diciembre 2017, a 16.9% debido al re-perfilamiento de la deuda, incrementando de esta manera la duración promedio de la deuda.

Estructura de la Deuda a Diciembre 2018

Tipo	Dic-18 US\$ mill.	Vencimiento	Tasa	Destino
Préstamos Bancarios de Largo Plazo	148.0	2023	3.30%	Prepago de deuda de corto plazo para financiar Quitarcasa y Nodo Energético
Leasings - BCP	107.7	2019-2021	4.90% - 6.67%	Construcción y adquisición de maquinaria del ciclo combinado de la C.T ChilcaUno, Reserva Fría y Nodo Energético
Leasings - BBVA Bco. Continental	186.9	2019-2022	4.20% - 5.70%	Construcción Reserva Fría, Nodo Energético y Chilca Plus
Bonos Corporativos	288.0	2018-2028	6.0000% - 7.5938%	Prepago de deuda de corto plazo con bancos locales y proveedores
TOTAL 1/	730.6			

Fuente: EEP

1/ No incluye instrumentos financieros derivados (Swaps) equivalentes a US\$17.4 millones.

Por otro lado, en el periodo de análisis, la capacidad de generación de EEP para hacer frente a sus obligaciones, medido por el ratio (EBITDA / Servicio de Deuda), fue 1.54x, que se eleva a 1.99x en caso se sume la caja acumulada de la Compañía (1.22x y 1.37x a diciembre 2017, respectivamente).

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, dado que a diciembre 2018, el endeudamiento en tasa fija y a largo plazo representaba el 100% de la deuda total. Además, a diciembre 2018, la Empresa mantenía deuda indirecta por US\$39.5 millones.

Fixed Cross Currency Swaps - Préstamo bancario de Largo Plazo

Institución	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
Scotiabank	4.499	80.68	3.076
Scotiabank	4.646	80.90	3.204

Fuente: EEP

De acuerdo a diversos contratos de financiamiento, la Empresa se ha comprometido a cumplir con el siguiente *covenant*².

Resguardos Financieros

	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15	Dic-14	Dic-13
Compromiso DF	< 3.5	< 3.5	< 4.0	< 4.0	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	2.7	2.6	3.3	3.0	2.8	2.7

Fuente: EEP

Según lo establecido en la Asamblea General de Titulares de Bonos celebrada en enero del 2015; hasta marzo 2017, el *covenant* de Deuda Financiera / EBITDA no podía ser mayor a 4.0x. A partir de esta fecha, se estableció un *covenant* de 3.5x.

■ 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 30 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 durante el plazo de vigencia, la Empresa se compromete a mantener un ratio Deuda Financiera *senior* / EBITDA de máximo 3.5x. Todas las emisiones son *bullet* y ninguna cuenta con opción de rescate.

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\$	6.3125%	Jun-28	US\$10.0 mill.
6ta. Emisión		6.5000%	Dic-25	US\$25 mill.
7ma. Emisión	S/	7.5938%	Dic-20	S/ 42.42 mill.

Fuente: EEP

² El cálculo de los resguardos financieros en base del EBITDA calculado por EEP incluye los otros ingresos y egresos, y es el considerado en la tabla.

Como ya se mencionó, la Empresa contrató con Citibank y el Banco Continental, *swaps* de monedas para la primera, segunda y séptima emisión. A continuación se presentan las características de los contratos de *swaps* vigentes a diciembre 2018.

Fixed Cross Currency Swaps - Primer Programa

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BBVA	42.42	7.594	15.0	5.974

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

Además, la Empresa contrató con Banco de Crédito del Perú y BBVVA, *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 diciembre 2018, 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, a diciembre 2018, cerró en S/ 5.82 (S/ 7.06 al cierre del 2017).

Indicadores Bursátiles - Acciones Comunes - EEP

	Monto Negociado*	Precio**	Frecuencia	Capitalización Bursatil*
dic-16	4,643	9.00	100.00%	5,412,330
ene-17	2,296	8.97	95.45%	5,394,289
feb-17	1,955	8.90	100.00%	5,352,193
mar-17	1,263	8.20	100.00%	4,931,234
abr-17	1,677	8.02	94.44%	4,822,987
may-17	45,835	7.85	100.00%	4,720,755
jun-17	34,040	7.83	85.71%	4,708,727
jul-17	2,179	8.10	95.00%	4,871,097
ago-17	19,108	8.00	90.91%	4,810,960
sep-17	5,084	8.00	95.24%	4,744,809
oct-17	10,856	7.89	100.00%	4,648,590
nov-17	891	7.72	90.48%	4,317,837
dic-17	3,053	7.06	84.21%	4,383,987
ene-18	2,840	7.29	100.00%	4,359,933
feb-18	7,591	7.27	100.00%	3,914,919
mar-18	499	6.51	90.00%	4,143,439
abr-18	1,124	6.93	100.00%	4,029,179
may-18	15,760	6.74	86.36%	4,065,261
jun-18	23,097	6.76	85.00%	3,938,974
jul-18	9,466	6.76	90.91%	4,065,261
ago-18	2,807	6.79	90.91%	4,083,302
sep-18	1,884	6.70	75.00%	4,029,179
oct-18	20,394	6.20	59.09%	3,728,494
nov-18	187	5.90	66.67%	3,548,083
dic-18	146	5.84	40.00%	3,512,001

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

Política de Dividendos

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

De esta manera, en marzo del 2018, se acordó repartir un total de US\$16.0 millones correspondientes al saldo de dividendos del ejercicio 2017, haciendo un total de US\$48.9 millones de dividendos por concepto de saldos acumulados al 2017.

Del mismo modo, en noviembre del 2018, se acordó repartir dividendos a cuenta por la suma equivalente al 30% de la utilidad neta al 30 de junio del 2018 (US\$18.1 millones) correspondientes al saldo de dividendos del 2018 y con cargo a las utilidades acumuladas disponibles al 31 de diciembre del 2017, el cual fue pagado el 19 de diciembre del 2018.

Dividendos Entregados

	2018	2017	2016	2015
Nº Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	108.3	129.7	131.5	181.5
Dividendos (US\$ miles)	34.0	51.7	55.1	49.7
U / A	0.06	0.09	0.09	0.08

Fuente: EEP

Se debe destacar, que en marzo 2019, se acordó repartir dividendos a cuenta de los resultados al 31 de diciembre del 2018 por US\$45.6 millones (neto de pagos a cuenta), los cuales representan el 58.8% de los resultados netos del 2018.

**Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú**

Cifras en miles de US\$

Tipo de Cambio S/ /US\$ a final del Período	3.37	3.24	3.36	3.41	2.99	2.80
	dic-18	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13
Rentabilidad						
EBITDA	257,514	295,897	326,684	325,180	289,445	262,922
Mg. EBITDA	49.4%	51.3%	43.7%	45.6%	46.8%	43.1%
EBITDAR	261,463	299,846	330,633	329,129	293,394	266,871
Margen EBITDAR	50.2%	52.0%	44.2%	46.1%	47.4%	43.8%
FCF / Ingresos	26.2%	32.8%	9.1%	11.6%	4.4%	-11.1%
ROE	10.1%	13.0%	14.4%	22.6%	20.0%	21.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	5.88	5.52	7.54	10.65	7.85	6.86
EBITDAR / (Gastos financieros + Alquileres)	5.48	5.21	6.99	9.54	7.19	6.31
EBITDA / Servicio de deuda	1.54	1.22	0.99	1.18	1.26	1.10
EBITDAR / (Servicio de deuda + Alquileres)	1.53	1.22	0.99	1.18	1.26	1.10
FCF / Servicio de deuda	1.08	1.00	0.34	0.41	0.28	-0.12
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	1.52	1.16	0.42	0.60	0.40	-0.02
CFI / Inversión en Activo Fijo	3.71	7.05	3.37	2.20	1.44	0.76
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	1.99	1.37	1.08	1.37	1.39	1.21
Estructura de capital y endeudamiento						
Capitalización	41.9%	46.9%	54.6%	55.0%	55.4%	55.8%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Deuda financiera total / EBITDA	2.84	2.83	3.09	2.93	2.79	2.76
Deuda financiera neta / EBITDA	2.55	2.70	3.00	2.77	2.69	2.67
Deuda ajustada total / EBITDAR	3.05	3.06	3.45	3.23	3.12	3.02
Deuda ajustada neta / EBITDAR	2.77	2.93	3.37	3.07	3.02	2.93
Costo de financiamiento estimado	5.6%	5.8%	4.4%	3.5%	4.8%	5.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	16.9%	22.6%	28.3%	25.6%	23.8%	27.5%
Balance						
Activos totales	2,218,183	2,258,421	2,243,736	2,053,484	1,723,380	1,518,144
Caja e inversiones corrientes	74,617	37,180	28,259	52,181	28,530	25,485
Deuda financiera Corto Plazo	123,458	189,019	285,463	244,270	192,200	199,900
Deuda financiera Largo Plazo	607,140	648,046	723,983	709,632	615,536	526,484
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	730,598	837,065	1,009,446	953,902	807,736	726,384
Deuda financiera total con Equity Credit	730,598	837,065	1,009,446	953,902	807,736	726,384
Deuda fuera de Balance	67,143	79,143	132,143	109,073	106,520	80,792
Deuda ajustada total	797,741	916,208	1,141,589	1,062,975	914,256	807,176
Patrimonio Total	1,103,927	1,037,390	950,973	870,820	736,358	638,753
Capitalización ajustada	1,901,668	1,953,598	2,092,562	1,933,795	1,650,614	1,445,929
Flujo de caja						
Flujo de caja operativo (CFO)	233,422	281,082	174,956	242,994	223,277	112,436
Inversiones en Activos Fijos	-63,000	-39,893	-51,908	-110,662	-154,575	-147,418
Dividendos comunes	-34,042	-51,710	-55,114	-49,655	-41,700	-32,794
Flujo de caja libre (FCF)	136,380	189,479	67,934	82,677	27,002	-67,776
Ventas de Activo Fijo, Netas	0	54	9	81	259	70
Otras inversiones, neto	-59	-123	-2,373	-123	-18,954	-18,393
Variación neta de deuda	-98,884	-180,489	-89,492	-58,984	-5,262	14,658
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	37,437	8,921	-23,922	23,651	3,045	-71,441
Resultados						
Ingresos	520,909	577,018	747,652	713,722	618,881	609,917
Variación de Ventas	-9.7%	-22.8%	4.8%	15.3%	1.5%	22.9%
Utilidad operativa (EBIT)	169,469	213,343	260,914	273,353	240,433	218,773
Gastos financieros	43,782	53,610	43,337	30,539	36,853	38,317
Alquileres (Derecho de Usufructo y Aporte Social)	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949	3,949
Dividendos preferentes						
Resultado neto	108,257	129,376	131,504	181,456	137,568	127,423
Información y ratios sectoriales						
Producción de Energía (GWh. - COES)	5,334	7,807	8,182	7,172	7,098	7,719
Participación en el COES	10.5%	15.9%	17.3%	16.1%	17.0%	19.5%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones

2019	2020	2021
130,834	90,673	75,642

EBITDA: Ut. Operativa (no incluye otros ingresos y egresos; si incluye ingresos por alquiler cesión minera y a partir del 2009 incluye gastos por participación de trabajadores) + Deprec. + Amort. 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. Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8. Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo.

* A partir del 2011, la compañía adopta las NIIF para registrar sus EFFF, según en cumplimiento de la regulación de la SMV. Los EFFF al 2010 se han reexpresado para fines comparativos. Los ejercicios anteriores no son comparables.

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias - cambio en cuentas por cobrar comerciales

ANTECEDENTES

Emisor:	ENGIE Energía Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3490, San Isidro
RUC:	20333363900
Teléfono:	(511) 616 7979
Fax:	(511) 616 7800

RELACIÓN DE DIRECTORES

Philip Julien De Cnudde	Presidente del Directorio
José Luis Casabonne Ricketts	Director
Marc Verstraete	Director
Fernando de la Flor Belaunde	Director
Axel Leveque Nicolas	Director
Mariana Costa	Director
Pierre Devillers	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Hendrik De Buyserie	Gerente General
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Desarrollo
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Alejandro Prieto Toledo*	Vicepresidente de Asuntos Corporativos
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial
Felisa del Carmen Ros	Vicepresidente de Operaciones
Marcelo Fernandes Soares	Vicepresidente de Finanzas

*Ocupó el cargo hasta el 9 de noviembre 2018

RELACIÓN DE ACCIONISTAS (al 31 de diciembre 2018)

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
RI – FONDO 2	7.30%
IN – FONDO 2	7.03%
PF – FONDO 2	5.00%
IN – FONDO 3	4.16%
RI – FONDO 2	4.12%
Otros accionistas (<4%)	10.61%

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 la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **EEP S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<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)
Sétima Emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de EEP S.A. Hasta por US\$20.0 millones en soles.	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)
Perspectiva	Estable

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.