

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 diciembre 2020, la segunda 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 13.2% en el total de energía generada durante el 2020, y una generación de 6,472.3 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, 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 (40.8%, 35.6% y 29.8% al cierre del 2018, 2019 y 2020, respectivamente).

Al cierre del 2020, la empresa cuenta con un proyecto de inversión en desarrollo y dos que se encuentran en evaluación; para el periodo 2021-2025. Estos proyectos representarían alrededor de 705 MW y una inversión aproximada de US\$635 millones y serán financiados con recursos de terceros.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, a pesar del entorno económico adverso en el Perú y el mundo, el apalancamiento no se deteriore significativamente en los siguientes periodos, 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. Cabe destacar que el sector eléctrico será uno de los sectores más resilientes ante la paralización económica.

¿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.

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

Con información financiera auditada a diciembre 2020

Clasificación otorgada en Comités de fecha 31/05/2020 y 30/11/2020.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

ENGIE Energía Perú US\$ MM	Dic-20	Dic-19	Dic-18
Ingresos	484.1	536.4	520.9
EBITDA	232.6	266.6	262.2
Mg. EBITDA	48.0%	49.7%	50.3%
Deuda Financiera	496.0	629.6	751.8
Caja y Valores Líquidos	99.9	91.9	74.6
Deuda Financiera / EBITDA	2.1	2.4	2.9
Deuda Financiera Neta / EBITDA	1.7	2.0	2.6
EBITDA / Gastos Financieros	7.5	7.1	5.8

Fuente: Engie

Metodologías Aplicadas

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

Analistas

Sandra Guedes
sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc
julio.loc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

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 2,496 MW a diciembre 2020.

Accionistas

EEP, a través de International Power, forma parte del Grupo ENGIE, el cual desarrolla actividades en los sectores de energía, infraestructura de redes y servicios energéticos a nivel mundial. De esta manera, EEP pertenece a la unidad de negocio denominada ENGIE Latin America, la cual agrupa operaciones en Perú, Argentina, Chile, Colombia y México.

Engie es uno de los mayores grupos del sector de energía y servicios del mundo por valor de mercado (€12.5 billones a diciembre 2020). A diciembre 2020, el Grupo cuenta con una capacidad de generación de energía de 101 GW.

En el 2020, los ingresos consolidados del Grupo ascendieron a €55.8 billones, mientras que su EBITDA, a €9.3 billones (€60.1 y 10.4 billones en el 2019, respectivamente).

El grupo ha definido nuevas prioridades estratégicas en las líneas de *client solutions, infrastructure, renewable energy, y thermal & supply*.

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

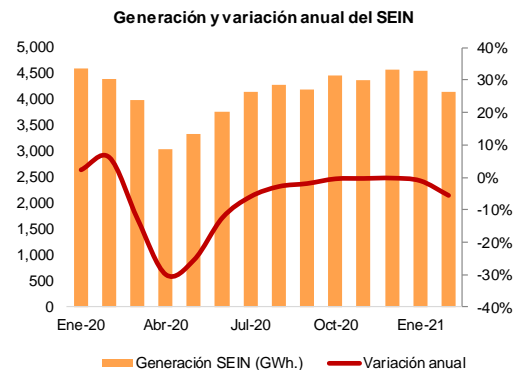
Impacto de la emergencia sanitaria en el SEIN

Durante el 2020, la economía peruana registró una contracción de 11.1%, siendo la mayor caída desde 1989, debido al freno que tuvo el aparato productivo con la cuarentena implementada el 15 de marzo 2020 para contener la propagación del Covid-19 (PBI abril: -40%). Los sectores más afectados fueron restaurantes y alojamiento, construcción, comercio, minería e hidrocarburos.

A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes ante la paralización económica, debido a lo cual se espera que su recuperación sea más rápida respecto a los demás sectores económicos

En el siguiente gráfico, mostramos la evolución de la generación de energía mensual y la variación anual respecto

al mismo mes del año anterior. Cabe destacar la caída a partir del inicio de cuarentena en el mes de marzo 2020.



Fuente: COES

De esta manera, la mayor caída en la generación en el 2020 se dio en el mes de abril 2020, con una caída de 30% respecto al mismo mes del 2019. La pérdida en la generación se recuperó mensualmente hasta que, en octubre 2020, se alcanzó la generación del mismo mes en el año anterior. Así, la generación anual del SEIN, en el 2020, fue 49,186.6 GWh, reduciéndose en 7.0% respecto al 2019, debido al impacto de la emergencia sanitaria en la demanda de energía.

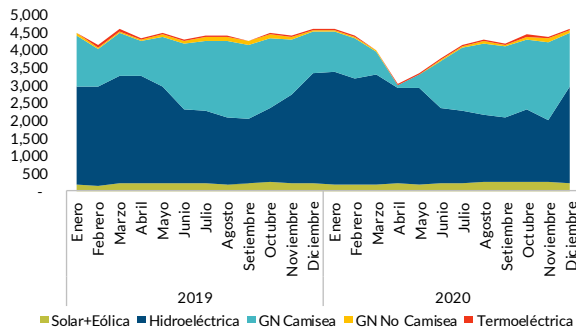
Asimismo, debido a las cuarentenas iniciadas a partir de febrero 2021, la generación se redujo en 6% respecto a febrero 2020.

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 las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), 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.

Debido a ello, y a la fuerte caída en la demanda, la participación por tecnologías en la generación del SEIN cambió significativamente durante el periodo de cuarentena respecto al mismo periodo del 2019. Así, en el mes de abril 2020 (punto más bajo de la demanda en el 2020) la generación térmica representó sólo el 3.9% de la generación total (37.9% durante todo el 2019).

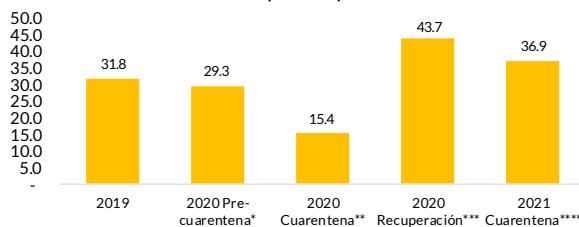
Producción de electricidad del SEIN por fuentes (GWh)



Fuente: COES

De la misma manera, debido a la menor participación termoeléctrica en el sistema, el costo marginal llegó a un piso de S/ 11.4 MWh en abril del 2020. Sin embargo, a partir de junio, hay una recuperación importante de este costo, con un promedio de S/ 43.7 MWh entre junio y diciembre del 2020.

Evolución costo marginal medio en la Barra Santa Rosa (S/MWh)



*Pre-Cuarentena: enero-febrero 2020
**Cuarentena: marzo-mayo 2020
***Recuperación: junio-diciembre 2020
****Cuarentena 2021: enero-febrero 2021
Fuente: COES

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con un crecimiento promedio anual de 4.2% en el último quinquenio, 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.

Así, la demanda máxima del 2020, desde el inicio de la cuarentena (a partir de abril, el primer mes completo con cuarentena) fue en el mes de diciembre, con un máximo de 6,960.1 MW, manteniéndose respecto al 2019.

Además, en febrero 2021, la demanda máxima se redujo a 6,778.4 MW, 2.6% por debajo de la demanda máxima del 2020 después del inicio de la emergencia sanitaria.

Considerando esta reducción, la Clasificadora considera que la recuperación de este sector dependerá de que se anuncien nuevas cuarentenas que impacten la actividad económica y de la ampliación del estado de emergencia. Sin embargo, la Clasificadora espera que el sector muestre una recuperación más rápida que los demás sectores, debido que es uno de los insumos básicos para todas las actividades comerciales.

Temas regulatorios del sector eléctrico en el contexto del COVID-19

En el marco de la coyuntura derivada del COVID-19, el gobierno emitió los Decreto Supremo N° 044-2020, N°080-2020-PCM, N°116-2020-PCM, N°184-2020-PCM y sus modificatorias que estableció el Estado de Emergencia Nacional, el reinicio gradual de actividades económicas y a la vez se garantizó la continuidad del servicio de energía eléctrica durante dicho estado.

La Resolución Viceministerial 001-2020-MINEM-VME estableció que las empresas que realicen las actividades de generación, transmisión y distribución de electricidad, deban priorizar las acciones destinadas a garantizar la continuidad del suministro regular de energía eléctrica, mientras se encuentre vigente el Estado de Emergencia Nacional.

De acuerdo al Decreto de Urgencia N° 035-2020, con el fin de reducir el impacto en la economía nacional y en el aislamiento e inmovilización social; se posibilitó la reprogramación y fraccionamiento del pago de los recibos y facturas de los servicios de energía eléctrica, gas natural y telecomunicaciones.

Este fraccionamiento aplica a los recibos pendientes de pago de la población vulnerable en el mes de marzo 2020 o que comprendan algún consumo realizado durante el estado de Emergencia Nacional y sus prórrogas, cuyos pagos podrán ser fraccionados por las empresas de distribución eléctrica y por las empresas de distribución de gas natural hasta en 24 meses.

Se considera como población vulnerable a usuarios residenciales con consumos promedios hasta 100kWh mensuales, a usuarios residenciales de sistemas eléctricos rurales no convencionales abastecidos con suministro fotovoltaico autónomo y usuarios residenciales del servicio de gas natural con consumos de hasta 20M3/mes.

Así mismo, con Decreto de Urgencia N° 062-2020, se posibilitó el fraccionamiento de pago a los Usuarios residenciales del servicio de electricidad con consumos de hasta 300 kWh mensuales, cuyos recibos se hayan emitido en el mes de mayo del 2020 o que comprendan algún consumo posterior y en tanto dure el Estado de Emergencia Nacional.

De acuerdo al Decreto de Urgencia N° 074-2020, y con el fin de mantener la continuidad del servicio de electricidad y

mitigar los efectos del aislamiento social obligatorio; se creó el mecanismo de subsidio "Bono Electricidad", cuyo objeto es otorgar un bono excepcional y único de hasta S/ 160.0, que permita cubrir los recibos de electricidad con consumos pendientes de pago que se registren en el periodo marzo 2020 a diciembre 2020 a los usuarios residenciales focalizados.

Estos usuarios pueden ser: a) usuarios residenciales con un consumo promedio de hasta 125 kWh/mes durante el periodo marzo 2019 - febrero 2020, un consumo promedio menor a 150 kWh en enero y febrero del 2020, y en el caso de Lima y Callao, el suministro beneficiado no puede ubicarse en manzanas calificadas como estrato alto y medio alto; y, b) usuarios residenciales de los sistemas no convencionales abastecidos con suministro fotovoltaico autónomo que se encuentren registrados en el mes de marzo del 2020.

Además, mediante el Decreto de Urgencia N° 105-2020, se realizaron precisiones adicionales al Decreto de Urgencia N° 074-2020, entre las cuales se destaca que, para los usuarios con el servicio eléctrico contratado bajo la modalidad comercial prepago, el bono es aplicado a la primera recarga realizada hasta el 31 de diciembre del 2020.

Modificación de procedimiento sobre declaratoria de precios de gas natural

La sentencia recaída en el proceso de acción popular con expediente N° 28315-2019-Lima ("Sentencia"), emitida por la Corte Suprema de Justicia de la Republica, declaró nulo el Decreto Supremo N°043-2017-EM. y, a su vez, se ordenó que el Estado Peruano emita una nueva regulación.

En atención a la Sentencia se publicó el Decreto Supremo N° 031-2020-EM ("DS-031") que estableció disposiciones para la determinación de los costos variables de gas natural de las unidades de generación eléctrica.

Debido al DS-031, mediante la Resolución de Consejo Directivo N°092-2021-OS/CD, OSINERGMIN aprobó la modificación del Procedimiento Técnico del COES N°31 "Calculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación", en el cual definen el costo de combustible gaseoso como la suma del precio unitario por suministro de combustible, transporte de combustible y distribución de combustible.

Se debe destacar que en el marco normativo vigente exige a las generadoras que operan con gas natural tener suscritos contratos de transporte de gas natural a firme por el 100% de la capacidad de la central para ser considerada como potencia firme.

Así, mediante el DS N° 003-2021-EM se aprobó la modificación del reglamento de Concesiones Eléctricas para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte

de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia firme. En el decreto se establece que en el caso de unidades térmicas que usan gas natural en los contratos a firme por el transporte de gas se considerara un factor de referencia a la contratación (FRC) aprobado por Osinergmin.

También se establece que los generadores eléctricos pueden acreditar la garantía de la capacidad de transporte de combustible, con la Capacidad Reservada Diaria adquirida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural, siempre que se cumplan las siguientes condiciones establecidas en ese Decreto Supremo. A la fecha se encuentra pendiente que OSINERGMIN apruebe la modificación del procedimiento técnico COES correspondiente.

Por otro lado, se emitió el Decreto Supremo N°012-2021-EM, con el cual se establecen disposiciones para las transferencias de volumen de gas natural y/o capacidad de transporte mediante subasta electrónica y crea el Gestor del Gas de Natural como un agente del mercado de gas natural encargado de optimizar las operaciones de despacho en el mercado de gas natural

Así, se estima que los precios del mercado spot puedan incrementar hasta precios entre US\$15 MWh y US\$30 MWh, a partir de la aplicación de esta normativa (julio 2021).

Operaciones

A diciembre 2020, EEP representaba el 19.8% 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 ocho centrales que totalizan una capacidad instalada de 2,496 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 356.1 km.

Capacidad de Generación

Plantas	Ubicación	Unidad	Combustible	Potencia Nominal (MW)	Puesta en Operación	Factor de Planta* Dic.2020	Factor de Planta* Dic.2019
C.T. Ilo21	Moquegua	TV21	Carbón / Diesel 2	135.00	2000	1.1%	3.0%
C.T. Ilo31	Moquegua	TG1, TG2, TG3	Diesel 2 - B5	500.00	2013	0.0%	0.1%
C.T. Nodo Energético	Moquegua	TG41, TG42, TG43	Diesel B5 Gas Natural	610.00	2016	0.1%	8.4%
C.T. ChilcaUno	Lima	CCTG	Gas Natural	851.80	2006	65.1%	49.6%
C.T. ChilcaDos	Lima	CATG	Gas Natural / Vapor	111.00	2016	43.6%	50.5%
C.H. Yuncán	Cerro de Pasco	G1, G2, G3	Agua	134.16	2005	66.2%	62.1%
C.H. Quitaraca	Ancash	G1, G2	Agua	114.00	2015	44.6%	60.2%
C.S. Intipampa	Moquegua	120 Módulos	-	40.00	2018	32.5%	38.6%
TOTAL				2,496.0			

*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

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 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 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 Ilo21 e Ilo31 utilizan carbón y diésel, respectivamente, como insumo principal.

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable de las unidades, por lo que se prioriza el ingreso de las centrales, renovables no convencionales, las centrales hidráulicas, 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).

	Principales Indicadores			
	2020	2019	2018	2017
Generación GWh	6,472	6,604	5,334	7,807
Ventas netas SPOT	1,070	2,132	3,333	734
Pérdidas de energía	-173	-136	-144	-188
Total Volumen vendido (GWh)	7,369	8,600	8,523	8,353
Ventas SPOT	7,369	8,600	8,523	8,334
Compras SPOT	6,299	6,468	5,190	7,600
Ingresos por venta de energía	295,418	336,875	324,636	341,801
Precio Promedio (US\$ / MWh.)	40.1	39.2	38.1	40.9

Fuente: Engie

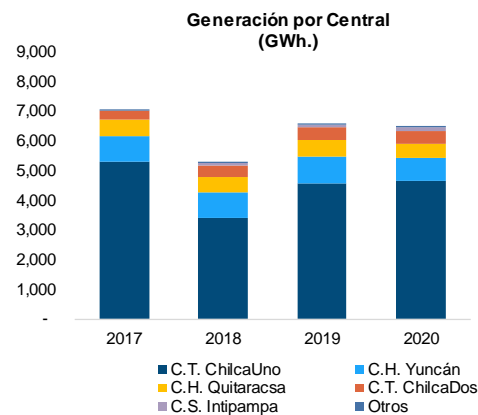
Respecto a los principales indicadores, se debe destacar que EEP se mantiene como un vendedor neto de energía en el mercado spot. Debido a lo cual, un futuro incremento en el precio del mercado, debido a cambios regulatorios o a cambios en las condiciones del sector, podría impactar en los márgenes de rentabilidad sobre algunos de los contratos firmados.

Durante el 2020, EEP generó 6,472.3 GWh, 2.0% por debajo de la energía generada en el 2019; debido a la reducción de la

generación hidroeléctrica, producto de la menor hidrología. Se debe destacar que la generación del SEIN se redujo en 7.0% en el mismo periodo, debido a la menor demanda producto de la emergencia sanitaria. De esta manera, la participación de EEP en el SEIN se elevó de 12.5% a 13.2%.

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 13.2% a diciembre 2020.

Así, durante el 2020, la generación térmica fue la principal fuente de generación con el 79.0% de la generación total (76.5% en el 2019), el 19.4%, de origen hidráulico (21.9% a diciembre 2019) y el resto, renovable no convencional. Dentro de este contexto, la C.T. ChilcaUno fue la más importante, al contribuir con el 72.0% de la producción total.



Al cierre del 2020, el nivel de contratación de EEP alcanzó los 1,874.3 MW en hora punta (1,857.2 MW a diciembre 2019), de los cuales el 50.1% corresponde a clientes regulados y el 49.9% restante a clientes libres (48.3% y 51.7% a diciembre 2019). Cabe destacar que el nivel de contratación total se mantuvo respecto a diciembre 2019.

Al cierre del 2020, la empresa mantiene un proyecto de inversión en desarrollo y dos proyectos en evaluación para el periodo 2021-2025. Estos proyectos representan alrededor de 705 MW y una inversión aproximada de US\$635 millones.

Desempeño Financiero

En los últimos 12 meses terminados a diciembre 2020, los ingresos de EEP ascendieron a US\$484.1 millones, reduciéndose en 9.8% respecto al cierre del 2019.

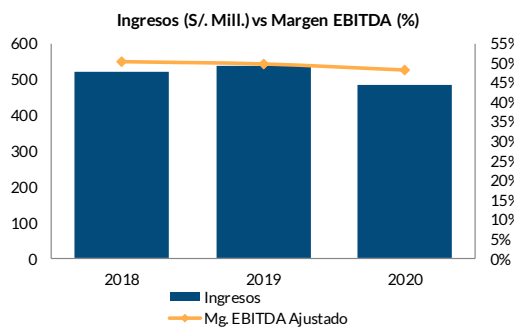
Los menores ingresos se debieron al menor volumen de energía vendido (incluyendo las ventas netas al spot), el cual se redujo en 14.3% respecto al 2019, debido a la menor demanda de energía de los clientes libres.

El costo de ventas se ubicó en US\$303.8 millones, reduciéndose en 8.3% a lo mostrado en el 2019, debido a la menor depreciación y a los menores gastos por compra de energía.

De esta manera, el margen bruto se ubicó en 37.3%, similar al obtenido durante el 2019 (38.2%). Los gastos administrativos se situaron en US\$21.8 millones, reduciéndose en 2.9% respecto al 2019.

Se debe recalcar que, en el 2019, entró en vigencia la norma contable NIIF 16. Esta norma tiene efectos principalmente en los costos de venta, gastos administrativos y deuda financiera.

El EBITDA, en el 2020, ascendió a US\$232.6 millones, ubicando el margen EBITDA en 48.0%, por debajo del logrado en el 2019 (49.7%). En el siguiente gráfico mostramos la evolución del EBITDA (incluye los efectos de la NIIF 16).



Fuente: Engie

Los gastos financieros disminuyeron respecto al 2019, debido al menor saldo de deuda mantenido. De esta manera, los gastos financieros totales del 2020, sumaron US\$31.2 millones.

El menor gasto financiero resultó en un indicador EBITDA/Gastos financieros de 7.45x, superior a la cobertura mostrada en el 2019 y 2018 (7.09x y 5.81x, respectivamente). Por último, el resultado neto del año aumentó a US\$87.9 millones, por debajo de los niveles obtenidos en el 2019 y 2018 (US\$104.2 millones y US\$108.3 millones, respectivamente).

El Flujo de Caja Operativo (FCO) del periodo se ubicó en US\$196.0 millones, por debajo del mostrado durante el 2019. Respecto a la inversión en activo fijo y reparto de dividendos, se ubicaron en US\$21.6 y 61.1 millones, respectivamente.

Estructura de Capital

Al cierre del 2020, la Empresa muestra una adecuada estructura de capital, con un ratio de deuda sobre

capitalización de 29.8% al cierre del 2020 y con la totalidad de su deuda siendo de largo plazo y a tasa fija.

Asimismo, sus niveles de endeudamiento (Deuda Financiera / EBITDA), a diciembre 2020, alcanzaron 2.13x (2.36x y 2.87x durante el 2019 y 2018), debido al menor saldo de deuda financiera. Del mismo modo, al considerar el nivel de Deuda Financiera neta de Caja, el nivel de apalancamiento se redujo a 1.70x (2.02x y 2.58x en el 2019 y 2018).

A diciembre 2020, la deuda financiera total de EEP ascendió a US\$496.0 millones, por debajo de los saldos de deuda al cierre del 2019 y 2018 (US\$629.6 y 751.8 millones, respectivamente). La disminución de la deuda se explica por los vencimientos de cuotas de *leasing* y de los bonos corporativos. De esta manera, la porción de deuda financiera corriente sobre el total de deuda se mantuvo respecto al cierre del 2019 (17.4%).

Cabe destacar que, a diciembre 2020, la caja representó 1.25x veces las amortizaciones pendientes para el 2021. Además, la Caja + EBITDA del periodo representó 4.2x las amortizaciones pendientes para el 2021.

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 1.98x, que se eleva a 2.83x en caso se sume la caja acumulada de la Compañía (1.81x y 2.43x durante el 2019, 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, ya que, a diciembre 2020, el endeudamiento en tasa fija y a largo plazo representaba el 100% de la deuda total. Además, a diciembre 2020, la Empresa mantenía deuda indirecta¹ por US\$39.5 millones.

Institución	Soles (Millones)	Tasa (%)	Dólares (Millones)	Tasa (%)
BCP (1ra emisión)	250.00	7.125	76.2	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

¹ Fianzas y garantías otorgadas

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

Resguardos Financieros

	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17
Compromiso DF / EBITDA	< 3.5	< 3.5	< 3.5	< 3.5
DF / EBITDA	2.1	2.3	2.7	2.6

Fuente: Engie

Medidas tomadas por EEP para contrarrestar el efecto del COVID-19

Con el fin de hacer frente al escenario adverso descrito previamente, EEP ha establecido prioridades, entre las cuales destacan:

- La salud y seguridad de todos sus trabajadores y proveedores.
- La continuidad del negocio y la atención al consumidor.
- Mitigación del impacto financiero y la protección de la liquidez.

De esta manera, con el fin de cumplir con estos objetivos, EEP ha realizado, entre otras, las siguientes acciones:

- Priorizar la prestación de servicios esenciales.
- Asegurar las líneas de crédito disponibles.
- Evaluación de las condiciones de pago actuales.

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 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\$	6.31%	1-Jun-28	US\$10.0 mill.
6ta. Emisión	US\$	6.50%	31-Dic-25	US\$25 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

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	76.2	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 2020, 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*
Ene-19	1,372	5.47	22.73%	3,289,494
Feb-19	2,501	5.70	70.00%	3,427,809
Mar-19	8,760	6.29	61.90%	3,782,617
Abr-19	612	6.35	30.00%	3,818,700
May-19	16,221	6.05	68.18%	3,638,289
Jun-19	1,441	6.45	45.00%	3,878,837
Jul-19	11,611	6.80	86.36%	4,089,316
Ago-19	24,465	6.75	90.48%	4,059,248
Set-19	6,168	6.92	61.90%	4,161,480
Oct-19	6,245	7.65	95.45%	4,600,481
Nov-19	5,809	8.00	90.00%	4,810,960
Dic-19	35,163	7.85	61.90%	4,720,755
Ene-20	1,511	7.80	77.27%	4,690,686
Feb-20	715	7.60	35.00%	4,570,412
Mar-20	275	6.65	45.45%	3,999,111
Abr-20	661	6.00	30.00%	3,608,220
May-20	22,658	6.90	40.00%	4,149,453
Jun-20	5,785	7.12	47.62%	4,281,754
Jul-20	9,085	7.25	45.45%	4,359,933
Ago-20	10,258	6.65	66.67%	3,999,111
Set-20	1,488	7.35	63.64%	4,420,070
Oct-20	1,053	7.14	63.64%	4,293,782
Nov-20	639	7.12	33.33%	4,281,754
Dic-20	2,470	7.00	38.10%	4,209,590

* En miles de Soles

** En Soles

Fuente: BVL

De esta manera, el valor de la acción, a diciembre 2020, cerró en S/ 7.00 (S/ 7.85 a diciembre 2019).

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 19 de marzo del 2021, se realizó la Junta General de Accionistas de manera virtual, en la cual se acordó el pago de dividendos por US\$61.5 millones con cargo al ejercicio 2020 (70% de las utilidades anuales disponibles).

	Dividendos Entregados			
	2020	2019	2018	2017
N° Acciones	601,370,011	601,370,011	601,370,011	601,370,011
Utilidad Neta (US\$ miles)	87.9	104.2	108.3	129.7
Dividendos (US\$ miles)	61.1	65.3	34.0	51.7
D / A	0.10	0.11	0.06	0.09

Fuente: EEP



Resumen Financiero - ENGIE Energía Perú

Cifras en miles de US\$

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

	3.62	3.31	3.37	3.37	3.24	3.36	3.41
	Con NIIF 16			Sin NIIF 16			
	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-18	Dic-17	Dic-16	Dic-15
Rentabilidad							
EBITDA	232,552	266,591	262,171	257,514	295,897	326,684	325,180
Mg. EBITDA	48.0%	49.7%	50.3%	49.4%	51.3%	43.7%	45.6%
FCF / Ingresos	23.4%	25.3%	26.2%	26.2%	32.8%	9.1%	11.6%
ROE	7.6%	9.4%	10.2%	10.1%	13.0%	14.4%	22.6%
Cobertura							
EBITDA / Gastos financieros	7.45	7.09	5.81	5.88	5.52	7.54	10.65
FCF / Servicio de deuda	1.23	1.18	1.03	1.08	1.00	0.34	0.41
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	2.08	1.80	1.45	1.52	1.16	0.42	0.60
CFO / Inversión en Activo Fijo	9.09	7.19	3.71	3.71	7.05	3.37	2.20
(EBITDA + caja) / Servicio de Deuda	2.83	2.43	1.91	1.99	1.37	1.08	1.37
Estructura de capital y endeudamiento							
Capitalización	29.8%	35.6%	40.8%	39.8%	44.7%	51.5%	52.3%
Deuda financiera total / EBITDA	2.13	2.36	2.87	n.d.	2.83	3.09	2.93
Deuda financiera neta / EBITDA	1.70	2.02	2.58	n.d.	2.70	3.00	2.77
Costo de financiamiento estimado	5.5%	5.4%	5.7%	5.8%	5.8%	4.4%	3.5%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	17.4%	17.4%	17.5%	16.9%	22.6%	28.3%	25.6%
Balance							
Activos totales	2,181,314	2,205,268	2,220,862	2,218,183	2,258,421	2,243,736	2,053,484
Caja e inversiones corrientes	99,864	91,897	74,617	74,617	37,180	28,259	52,181
Deuda financiera Corto Plazo	86,089	109,635	131,207	123,458	189,019	285,463	244,270
Deuda financiera Largo Plazo	409,868	519,971	620,626	607,140	648,046	723,983	709,632
Deuda financiera subordinada	0	0	0	0	0	0	0
Deuda financiera total	495,957	629,606	751,833	730,598	837,065	1,009,446	953,902
Patrimonio Total	1,166,985	1,137,270	1,090,845	1,103,927	1,037,390	950,973	870,820
Capitalización ajustada	1,662,942	1,766,876	1,842,678	1,834,525	1,874,455	1,960,419	1,824,722
Flujo de caja							
Flujo de caja operativo (CFO)	196,004	233,434	233,422	233,422	281,082	174,956	242,994
Inversiones en Activos Fijos	-21,563	-32,464	-63,000	-63,000	-39,893	-51,908	-110,662
Dividendos comunes	-61,121	-65,279	-34,042	-34,042	-51,710	-55,114	-49,655
Flujo de caja libre (FCF)	113,320	135,691	136,380	136,380	189,479	67,934	82,677
Ventas de Activo Fijo, Netas	5	5,085	0	0	54	9	81
Otras inversiones, neto	-48	-38	-59	-59	-123	-2,373	-123
Variación neta de deuda	-105,310	-123,458	-98,884	-98,884	-180,489	-89,492	-58,984
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	0
Variación de caja	7,967	17,280	37,437	37,437	8,921	-23,922	23,651
Resultados							
Ingresos	484,104	536,374	520,909	520,909	577,018	747,652	713,722
Variación de Ventas	-9.7%	3.0%	n.d.	-9.7%	-22.8%	4.8%	15.3%
Utilidad operativa (EBIT)	158,511	182,558	170,883	169,469	213,343	260,914	273,353
Gastos financieros	31,201	37,601	45,135	43,782	53,610	43,337	30,539
Gastos Financieros por Alquileres	0	0	0	0	0	0	0
Gastos Financieros	31,201	37,601	45,135	43,782	53,610	43,337	30,539
Resultado neto	87,875	104,247	108,318	108,257	129,376	131,504	181,456
Información y ratios sectoriales							
Producción de Energía (GWh. - COES)	6,472	6,604	5,334	5,334	7,807	8,182	7,172
Participación en el COES	13.2%	12.5%	10.5%	10.5%	15.9%	17.3%	16.1%

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo

US\$ millones

79,832 51,063 353,539

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 comerc

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
UC:	20333363900
Teléfono:	(511) 616 7979

Relación de directores*

Frank Demaille	Presidente del Directorio
José Luis Casabonne Ricketts	Director
Marc Verstraete	Director
Fernando de la Flor Belaunde	Director
Axel Leveque Nicolas	Director
Pierre Devillers	Director

Relación de ejecutivos*

Hendrik De Buyserie	Gerente General
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Operaciones y Proyectos
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial
Marcelo Fernandes Soares	Vicepresidente de Finanzas
María Elena Córdova Aliaga	Vicepresidente de RR.HH. y Comunicaciones

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

International Power S.A. (antes Suez Tractebel)	61.77%
Prima AFP - RI - Fondo 2	7.52%
Integra AFP- IN- Fondo 2	7.45%
Profuturo AFP - PR - Fondo 2	5.70%
Otros	17.56%

(*) Nota: Información a mayo 2021

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

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

	<u>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)
<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.