

Equilibrium Clasificadora de Riesgo S.A.

Informe de Clasificación

Contacto:

Maria Luisa Tejada

mtejada@equilibrium.com.pe

Gabriela Bedregal

gbedregal@equilibrium.com.pe

511- 616 0400

**ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (antes ENERSUR S.A.)**

Lima, Perú

19 de diciembre de 2016

Clasificación	Categoría	Definición de Categoría
Primer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú 1 ^{ra} , 2 ^{da} , 3 ^{ra} , 6 ^{ta} y 7 ^{ma} Emisión	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Tercer Programa de Bonos Corporativos ENGIE Energía Perú	AAA.pe	Refleja la capacidad más alta de pagar el capital e intereses en los términos y condiciones pactados.
Acciones Comunes	1 ^a Clase.pe	El más alto nivel de solvencia y mayor estabilidad en los resultados económicos del emisor.

"La clasificación que se otorga a los valores no implica recomendación para comprar, vender o mantener los instrumentos en cartera".

----- en Millones de Dólares -----				
	Set.16	Dic.15	Set.16	Dic.15
Activos:	2,253.6	2,053.5	Utilidad Neta:	137.4 181.5
Pasivos:	1,266.6	1,182.7	ROAE*:	19.21% 22.58%
Patrimonio:	987.1	870.8	ROAA*:	8.51% 9.61%

(*) Al 30 de setiembre de 2016 los indicadores se presentan anualizados.

Historia: Acciones Comunes → 1^{ra} Clase (22.12.03). Primer Programa de Bonos Corporativos: 1^{ra} Emisión → AAA.pe (20.11.07), 2^{da} y 3^{ra} Emisión → AAA.pe (09.04.08), 6^{ta} y 7^{ma} Emisión → AAA.pe (15.11.10). Tercer Programa de Bonos Corporativos → AAA.pe (01.10.15).

Para la presente evaluación se han utilizado los Estados Financieros Auditados de ENGIE Energía Perú S.A. al 31 de diciembre de 2012, 2013, 2014 y 2015 así como Estados Financieros No Auditados al 30 de setiembre de 2015 y 2016. Del mismo modo, se ha incluido información adicional proporcionada por la Compañía, así como Hechos de Importancia publicados a través de la Superintendencia del Mercado de Valores - SMV.

Fundamento: Tras el análisis realizado, el Comité de Clasificación de Equilibrium decidió ratificar la categoría AAA.pe a las emisiones contempladas dentro del Primer Programa de Bonos Corporativos y del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE Energía Perú S.A. (en adelante la Empresa o la Compañía), así como ratificar la clasificación de las Acciones Comunes en 1^{ra} Clase.pe.

Las clasificaciones otorgadas resultan del sostenido incremento de generación de energía observado a la fecha de corte, el mismo que se alcanza a través de la integración de proyectos que mejoran su eficiencia operativa y que además le permiten posicionarse como líder en el sector de generación. En tal sentido, se resalta que los proyectos en desarrollo permitirán que la capacidad de generación de la Compañía continúe incrementándose en los siguientes ejercicios. Además de lo anterior se toma en consideración la evolución favorable del EBITDA registrada en los últimos períodos evaluados, nivel que permite cubrir de forma adecuada tanto del gasto financiero como el servicio de deuda. Igualmente, la clasificación recoge la experiencia y el respaldo que le brinda su principal accionista, International Power S.A. de Bélgica, subsidiaria directa de ENGIE S.A. (antes GDF Suez).

El objetivo principal de la Empresa es realizar operaciones de generación, transmisión y comercialización de energía eléctrica siendo dentro del Sistema Eléctrico Integrado Nacional (SEIN) líderes en generación de electricidad a la fecha de corte alcanzando una cuota de mercado de 16.79% (16.10% al 2015), presentando además la mayor capacidad de generación dentro del sistema.

Al 30 de setiembre de 2016, ENGIE mantiene en operación comercial siete centrales de generación eléctrica debidamente diversificadas dentro de la matriz energética por tipo de recurso. Tal es así que presenta dos centrales

hidroeléctricas, una de 134.2 MW en Pasco (Yuncán) y otra de 114 MW en Ancash (Quitaracsa), además de cinco centrales termoeléctricas, una a gas natural en ciclo combinado de 851.8 MW (ChilcaUno), una a gas natural en ciclo simple de 75.5 MW (ChilcaDos), una dual de petróleo y vapor de 216.8 MW (Ilo1), una de carbón de 135 MW (Ilo21), además de una Reserva Fría a diesel de 500 MW (Ilo31) y una subestación eléctrica.

Es de mencionar que el 03 de junio de 2016 vía Resolución Ministerial N° 217-2016-MEM/DM, se aprobó modificar la autorización de la CT ChilcaUno mediante el fraccionamiento de ésta en dos autorizaciones independientes. De este modo, la CT ChilcaUno quedó compuesta por cuatro unidades de generación con una potencia instalada de 851.8 MW y la nueva CT ChilcaDos compuesta por dos unidades de generación con una potencia instalada de 112.8 MW. Respecto a esta última, el Comité de Operación Económica del Sistema (COES) aprobó el ingreso de la operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto con una potencia efectiva de 75.5 MW el 06 de mayo del presente ejercicio. Adicionalmente, posterior a la fecha de corte, se aprobó la entrada en operación comercial de la Planta Ilo del Nodo Energético del Sur (Ilo41) por 610 MW. En tanto, la Compañía mantiene en su cartera de proyectos el cierre del ciclo de ChilcaDos antes del cierre de 2016 y la construcción de la planta solar fotovoltaica Intipampa de aproximadamente 40 MW en Moquegua.

Respecto a los proyectos, se resalta que los mismos fueron desarrollados principalmente a través de operaciones de arrendamiento financiero, generando de esta manera un incremento en los niveles de pasivos así como en los gastos financieros al momento de la activación de dichas operaciones. No obstante dicho incremento, la culminación de los proyectos ha permitido que la Empresa alcance un ma-

yor nivel de generación con el cual logra cumplir adecuadamente los resguardos financieros asociados al Primer Programa de Bonos Corporativos y demás contratos de préstamos y *leasing* que mantiene, los mismos que estipulan que la palanca financiera (medida como deuda financiera *senior* en relación al EBITDA) se encuentre por debajo de 4.0 veces hasta el primer trimestre del 2017 y de 3.5 veces en adelante. Al 30 de setiembre de 2016, la palanca financiera de ENGIE asciende a 3.01 veces, por debajo de las 3.18 veces proyectadas para el cierre de este ejercicio.

En cuanto a la deuda financiera de la Compañía, se observa que en lo que va del presente ejercicio, la misma se incrementa en 3.43% respecto a lo registrado al 2015. Dicho incremento responde a la colocación de la Primera Emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos por S/250.0 millones y por el incremento neto de los arrendamientos financieros asociados a la construcción del Nodo Energético y de ChilcaDOS. Es de mencionar además que la Empresa mantiene diversos instrumentos financieros derivados para cubrirse de fluctuaciones en tasas de interés y en el tipo de cambio.

Por otro lado, resulta relevante mencionar la posición de liquidez de la Compañía, la misma que presenta ajustados indicadores producto de la elevada porción corriente de deuda de largo plazo asociada a los arrendamientos financieros. En esa línea, es de mencionar que la capacidad de pago de la Compañía no se ve afectada toda vez que los contratos PPA son la fuente de pago de las obligaciones financieras, calzando dichos contratos con las deudas.

En cuanto a la generación de la Compañía, se alcanzó un resultado neto de US\$137.4 millones al tercer trimestre de 2016, 3.00% por debajo del obtenido en similar periodo del ejercicio previo. Dicho resultado se obtiene al incre-

mentarse los costos de venta (+15.36%) en mayor proporción que los ingresos (+7.05%). En tal sentido, el incremento observado en las ventas por potencia y peaje, y por compensaciones asociadas al D.U. N°049, estas dos últimas son contrarrestadas por el mayor pago de peaje y consumo de combustible al haber despachado mayor energía las centrales de Ilo que operan con diesel y carbón. Adicionalmente, el resultado neto obtenido recoge una menor carga administrativa y una ganancia por instrumentos financieros derivados que son opacadas por el mayor gasto financiero derivado de la colocación de bonos y de la activación de ciertos arrendamientos financieros.

En relación a los ingresos por ventas, estos se obtienen a través de un portafolio diversificado de clientes distribuidos a través del territorio nacional, habiendo alcanzado una potencia contratada en hora punta de 1,402.7 MW, siendo mayor la proporción de clientes libres sobre clientes regulados, mientras que la potencia total contratada fuera de hora punta ascendió a 1,328.9 MW.

Respecto al grupo económico de ENGIE Energía Perú, es de mencionar que el 27 de abril de 2016, Moody's resolvió bajar la clasificación internacional de largo plazo de ENGIE S.A. de A1 a A2 con perspectivas estables, debido a la caída observada en los precios del gas y energía en Europa que ajustan sus métricas fuera del rango de la categoría previamente asignada.

Finalmente, Equilibrium considera que la pronta entrada en operación del Nodo Energético permitirá que la Compañía incremente sus niveles de caja, siendo fundamental que mantenga el respaldo de sus accionistas observado hasta la fecha, de modo tal que pueda mantener una adecuada estructura financiera, en línea con la clasificación de riesgo otorgada.

Fortalezas

1. Elevada diversificación de la matriz energética.
2. Incremento de la capacidad de generación y potencia en los últimos años.
3. Eficiencia operativa a partir de la mejora de márgenes operativos.
4. Solidez y solvencia de su principal accionista, Grupo ENGIE (antes GDF SUEZ).

Debilidades

1. Incremento en la palanca financiera de la Empresa producto de la toma de deuda para financiar los nuevos proyectos.
2. Concentración en la facturación con un solo cliente (Southern Perú Copper Corporation). No obstante, dicho contrato finaliza en el 2017 y ya fue reemplazado con nuevos contratos que regirán desde dicho año.

Oportunidades

1. Ampliación de la cartera de clientes.
2. Subastas RER por parte del Estado Peruano.
3. Nuevas oportunidades de inversión a través de concesiones y/o compras que diversifiquen su matriz energética.

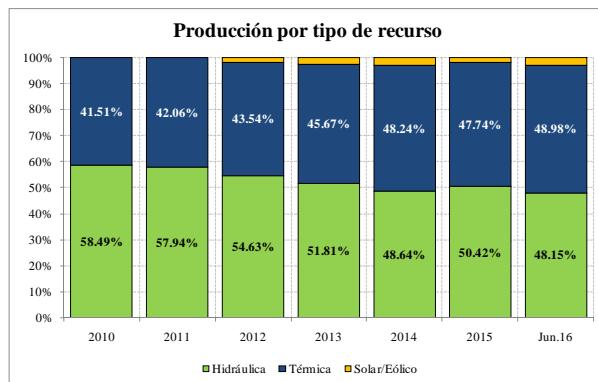
Amenazas

1. Cambios inesperados en la regulación que pudiesen afectar el desarrollo del sector.
2. Ingreso de nuevas empresas de generación en el mediano plazo.
3. Riesgo de daño a las instalaciones de TgP que pueda interrumpir el suministro de gas natural. Sin embargo, esta amenaza se mitiga con las pólizas de seguro de la Empresa.

SECTOR ELÉCTRICO PERUANO

La Ley de Concesiones Eléctricas – Ley N° 25844 entró en vigencia en el año 1992 con la finalidad de implementar las primeras reformas en el sector eléctrico. Entre otras, la ley incluía la eliminación del monopolio que ejercía el gobierno sobre la totalidad de la actividad de generación y venta de energía, descomponiéndola en tres pilares básicos: generación, transmisión y distribución. Del mismo modo, buscó otorgar incentivos para fomentar la participación de capitales privados, creándose adicionalmente una institución reguladora (OSINERGMIN), la misma que se encarga de la regulación de la estructura tarifaria. Con la finalidad de supervisar las actividades de generación, transmisión y distribución, se establecieron dos mercados diferentes: (i) el de contratos de suministro de energía, ya sea bajo regulación de precios o de libertad de precios, y (ii) el de transferencias de energía entre generadoras en un mercado *spot* siendo este último regulado por el Comité de Operación Económica del Sistema (COES). A partir de la entrada en vigencia de la ley antes mencionada se reserva para el Estado una labor básicamente normativa, supervisora y de fijación de tarifas en el mercado regulado.

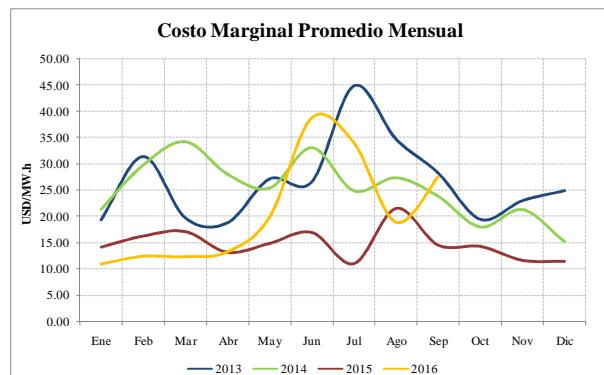
Al tercer trimestre de 2016, el sector eléctrico registró una producción total de 35,942 GWh según data publicada por el COES, nivel que supera en 9.40% lo registrado a setiembre de 2015. Por lo mencionado, se espera que al cierre del presente ejercicio se evidencie un crecimiento superior a la media de los últimos 15 años (+6.5%). Por fuente de generación, se observa que históricamente la hidráulica sosténía el abastecimiento de energía en el sistema; sin embargo, con la puesta en marcha en el 2004 del proyecto de gas natural de Camisea, la matriz energética se modificó incrementándose sustancialmente el número de Centrales Termoeléctricas así como su participación dentro de la estructura, reduciendo la exposición del sector a los fenómenos climatológicos como El Niño. En esa línea, la producción térmica representó el 48.98% del total de generación a setiembre de 2016 mientras que la hidráulica el 48.15%, siendo el diferencial generado por centrales eólicas, biomasa y solares (2.87%).



Fuente: COES / Elaboración: *Equilibrium*

En línea con lo observado en años anteriores, la demanda de energía sigue creciendo de manera sostenida, presentándose como un sector con particular estabilidad. Al cierre del tercer trimestre, la máxima demanda se registró en el mes de marzo llegando a 6,444.91 MW. Por otro lado, el costo marginal promedio anual del SEIN se ubicó en 20.93 US\$/ MW.h al cierre de setiembre 2016 (15.46

US\$/MW.h en el 2015); siendo el incremento explicado por el atraso en el ingreso en operación de proyectos hidráulicos.



Fuente: COES / Elaboración: *Equilibrium*

MARCO REGULATORIO DEL SECTOR ELÉCTRICO

El sistema eléctrico peruano está regulado, siendo las siguientes las principales normas legales y operativas:

Ley de Concesiones Eléctricas: El Decreto Ley N°25844 y sus modificatorias rigen la actividad en el sector eléctrico del país, el mismo que se encuentra compuesto de tres grandes segmentos: generación, transmisión y distribución. A partir de octubre del 2000, el sistema eléctrico está conformado por un solo Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), además de existir algunos sistemas aislados.

Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica: El 23 de julio de 2006 se publicó la ley N°28832, que modifica diversos artículos de la Ley de Concesiones, estableciendo como uno de sus principales objetivos asegurar la generación de energía de modo tal que se reduzca la exposición del sistema eléctrico peruano a la volatilidad de los precios. Asimismo, persigue reducir los riesgos derivados de la falta de energía y asegurar al consumidor final una tarifa más competitiva a través de una mayor competencia en el mercado de generación.

Reglamento de Transmisión: Al haberse aprobado la Ley N°28832 para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica, se aprobó la adecuación de marco legal de la transmisión las que debieron ser materia de reglamentación. En tal sentido, el 16 de mayo de 2007 se aprobó el Reglamento de Transmisión.

Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE): Establece los niveles mínimos de calidad que deben cumplir los servicios eléctricos, incluyendo el alumbrado público y las obligaciones de las empresas del sector eléctrico y de los clientes que operan en el marco de la Ley de Concesiones. Contempla la medición, tolerancias y aplicación de la norma por etapas, asignando la responsabilidad de su implementación y aplicación a OSINERGMIN, así como la aplicación de penalidades y compensaciones en caso de incumplimiento de los parámetros establecidos por la norma.

Ley Antimonopolio y Anti-oligopolio en el Sector Eléctrico: Mediante la Ley N°26876 se establece que las concentraciones verticales iguales o mayores al 5% u horizontales iguales o mayores al 15% que se produzcan en las actividades de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, se sujetarán a un procedimiento de autorización previa a fin de evitar concentraciones que afecten la libre competencia.

Ley que Afianza la Seguridad Energética y Promueve el Desarrollo de Polo Petroquímico en el Sur del País: mediante la Ley N° 29970, publicada el 22 de diciembre de 2012, se declara de interés nacional la implementación de medidas para el afianzamiento de la seguridad energética del país mediante la diversificación de fuentes energéticas, la reducción de la dependencia externa y la confiabilidad de la cadena de suministro de energía. La Planta Ilo del Nodo Energético del Sur (Ilo41) se desarrolló en el marco de esta Ley.

PERFIL DE LA COMPAÑÍA

ENGIE Energía Perú (antes EnerSur S.A.), es una subsidiaria de International Power S.A. de Bélgica (100% de propiedad del grupo ENGIE, antes GDF SUEZ), la cual posee el 61.77% de las acciones de capital. La Compañía fue constituida el 20 de setiembre de 1996 y tiene como objetivo la generación y transmisión de energía eléctrica en sistemas secundarios, así como la venta de energía eléctrica a clientes regulados y libres que forman parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Composición Accionaria

Al 30 de setiembre de 2016, el accionariado de la Compañía se encuentra compuesto de la siguiente manera:

Accionistas	%
International Power SA	61.77%
Integra AFP – Fondo 2	6.83%
Prima AFP – Fondo 2	5.47%
Profuturo – Fondo 2	5.27%
Otros menores a 5%	20.66%
Total	100.00%

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

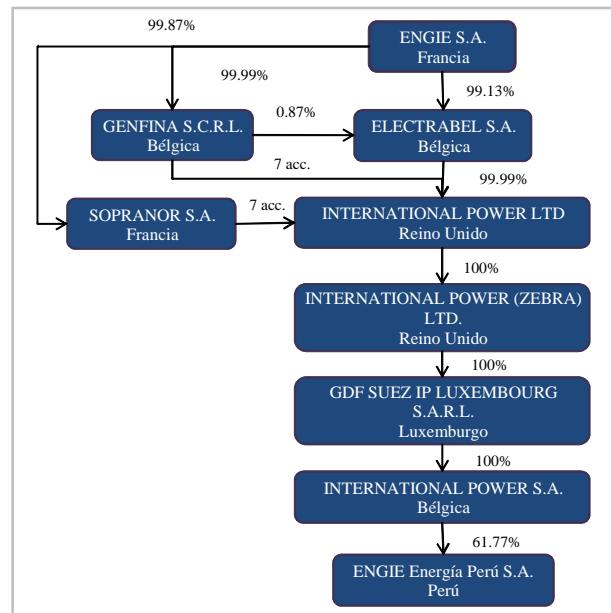
Grupo Económico

ENGIE Energía Perú forma parte del Grupo ENGIE (antes Grupo GDF SUEZ), el mismo que está conformado por un conjunto de empresas cuya matriz es ENGIE S.A., sociedad constituida y existente bajo las leyes de Francia y cuyas acciones se encuentran listadas en las bolsas de Bruselas, Luxemburgo y París. El Grupo ENGIE nació producto de la fusión en el año 2008 de las empresas de origen francés Gaz de France S.A. y SUEZ S.A.

El Grupo ENGIE opera en toda la cadena de valor energética, incluyendo electricidad y gas natural (*upstream* y *downstream*). El Grupo desarrolla sus actividades a través de 24 unidades de negocio, perteneciendo las operaciones del país a la unidad de América Latina. En abril de 2015, GDF SUEZ anunció el cambio de la marca corporativa pasándose a denominar ENGIE en todos los países donde

opera, así como también, progresivamente, cambios en sus unidades operativas y denominaciones sociales, los cuales se implementaron a partir del 01 de enero de 2016.

La conformación del grupo Económico y la posición de la Compañía dentro del mismo se detallan a continuación:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Por otro lado, resulta importante mencionar que el 27 de abril de 2016, Moody's Investors Service decidió ajustar la categoría de riesgo asignada a la deuda de largo plazo en moneda extranjera de ENGIE S.A. de A1 a A2 manteniendo las perspectivas estables. Dicho ajuste responde al perfil de riesgo de negocio del Grupo derivado de su cambio acelerado hacia actividades contratadas y reguladas toda vez que el precio del gas en Europa ha disminuido ajustando el precio de la energía.

Directorio

El 16 de marzo de 2016 se aprobó la designación de los miembros del Directorio de ENGIE para el periodo 2016-2019, de acuerdo al siguiente detalle:

Ejecutivo	Cargo
Philip De Cnudde	Director
José Briceño Villena	Director
Stefano Terranova	Director
Dante Dell'Elce	Director
Emmanuel Sterck	Director
Fernando de la Flor Belaínde	Director
José Luis Casabonne Ricketts	Director
Michel Gantois	Director Alterno
Pierre Devillers	Director Alterno
Eduardo Milligan Wenzel	Director Alterno
Daniel Cámac Gutiérrez	Director Alterno
Gilda Spallarossa Lecca	Director Alterno

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Plana Gerencial

Al tercer trimestre de 2016, la Plana Gerencial se encuentra compuesta de los siguientes ejecutivos:

Ejecutivo	Cargo
Michel Gantois	Gerente General
Eduardo Milligan Wenzel	Vicepresidente de Finanzas
Daniel Cámac Gutiérrez	Vicepresidente Comercial
Vincent Vanderstockt	Vicepresidente de Desarrollo
Gilda Spallarossa Lecca	Vicepresidente Legal
Felisa del Carmen Rios	Vicepresidente de Operaciones
Alejandro Prieto Toledo	Vicepresidente de Asuntos Corporativos

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

OPERACIONES ENGIE ENERGÍA PERÚ

Instalaciones

Las operaciones de generación y transmisión de energía eléctrica de la Compañía inician en el año 1997, al adquirir la CT Ilo1. Desde entonces, ENGIE ha incrementado su capacidad de generación a través del desarrollo de nuevos proyectos. Tal es así que al tercer trimestre de 2016 la Compañía cuenta con siete centrales generadoras de electricidad, incluyendo una planta de Reserva Fría (Ilo31) y una subestación eléctrica, registrando una potencia nominal de 2,028 MW y una generación bruta de energía de 6,078 GW/h (+18.50% respecto a setiembre de 2015).

Planta	Potencia Nominal (MW)	Generación Bruta de Energía (GW/h)		
		2014	2015	Set.16
CT Ilo1	217	30	62	193
CT Ilo21	135	163	248	582
CH Yuncán	134	921	901	587
CT ChilcaUno	852	5,979	5,838	4,101
CT ChilcaDos	76	-	-	138
CT Ilo 31*	500	5	35	91
CH Quitaracsa	114	-	88	372
Total	2,028	7,098	7,172	6,078**

(*) Reserva Fría

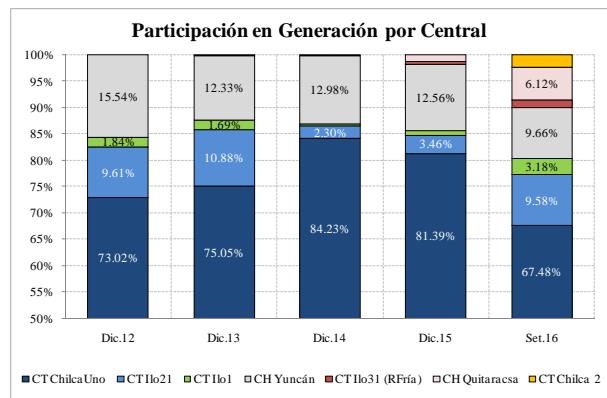
(**) Incluye la generación eléctrica de la etapa de pruebas del Nodo Energético

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Cabe mencionar que el 06 de mayo de 2016 entró en operación comercial la turbina a gas TG-41 en ciclo simple con una potencia efectiva de 75.49MW. En esa línea, vía Resolución Ministerial N°217-2016-MEM/DM, se aprobó fraccionar la central de ChilcaUno, quedando esta última turbina bajo la operación de la CT ChilcaDos.

En cuanto a la estructura de generación por central, se observa una mayor diversificación dentro de la misma. Tal es así que la participación de la CT ChilcaUno retrocede de 81.39% en el 2015 a 67.48% a la fecha de corte, resaltando el incremento en la contribución de la CH Quitaracsa de 1.23% a 6.12%, de la CT Ilo21 de 3.46% a 9.58% y de la CT Ilo1 de 0.86% a 3.18%. Adicionalmente, la recarga en las líneas de transmisión en el centro del país conllevó a que la Reserva Fría genere 91.0 GW/h y que su participación dentro de la estructura de generación de

ENGIE alcance el 1.50%, tal como se presenta en el gráfico a continuación:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Central Termoeléctrica Ilo1: Fue adquirida a la Empresa Southern Perú Copper Corporation en 1997 en el marco del contrato *Power Purchase Agreement* y *Service Agreement*. A través de dichos contratos la Compañía adquirió una planta de generación de energía eléctrica de propiedad de SPCC y se comprometió a proveerle de manera exclusiva el servicio de energía eléctrica en cantidades necesarias y suficientes hasta abril del año 2017. Cabe resaltar que el contrato de suministro de electricidad antes mencionado no ha sido renovado.

La CT que opera con petróleo ha retirado de servicio a dos turbinas a vapor. La primera a inicios del 2013 (TV1 de 22 MW) y la segunda en mayo de 2015 (TV2 de 22 MW). Al 30 de setiembre de 2016, Ilo1 mantiene una potencia nominal de 216.8 MW y representa el 3.18% de la generación total de ENGIE.

Central Termoeléctrica Ilo21: Única central de generación eléctrica en base a carbón que existe en el país. Sin embargo, en caso de requerirlo podría modificarse y utilizar gas como fuente de generación.

A la fecha de corte, la CT Ilo21 cuenta con un generador accionado por una turbina a vapor con una potencia nominal de 135 MW y representa el 9.58% de la generación total de la Empresa.

Central Hidroeléctrica Yuncán: Fue adjudicada a ENGIE el 06 de febrero de 2004 a través de una licitación pública internacional bajo la modalidad de contrato de usufructo de activos a un plazo de 30 años, el cual permite la explotación de dicha central a cambio de un pago por derecho de contrato y un aporte social. Al tercer trimestre de 2016, el pago total realizado por el contrato por derecho de usufructo asciende a US\$75.4 millones y el de aporte social a US\$9.3 millones, siendo el saldo neto por pagar de US\$33.1 millones y US\$4.6 millones, respectivamente.

La central ubicada en el departamento y provincia de Pasco, posee una potencia nominal de 134.2 MW y representa el 9.66% de la generación total de la Compañía.

Central Termoeléctrica ChilcaUno: Primera central construida desde la llegada del Gas de Camisea para utilizar gas natural como combustible. La central inició operaciones comerciales en diciembre de 2006 habiendo con-

cluido la construcción del proyecto Ciclo Combinado ChilcaUno en noviembre de 2012.

Al 30 de setiembre de 2016, la Empresa mantiene los siguientes contratos de gas: (i) contrato de molécula de gas natural con Pluspetrol por 3,950,000 m3std/día hasta noviembre del 2021, el cual puede ser ampliado por 5 años adicionales; (ii) contrato de transporte de gas con Transportadora de Gas del Perú hasta abril del 2033, por 2,992,782 m3std/día de capacidad reservada diaria el cual se incrementó a 3,942,315 m3std/día a partir de la ampliación del gasoducto de TgP en abril 2016 y un contrato interrumpible de 507,154 m3std/día hasta el año 2031; y (iii) contrato de distribución de gas natural con Calidda por una capacidad reservada diaria en modalidad firme de 3,942,315 m3std/día y capacidad reservada en modalidad interrumpible de 163,627 m3std/día hasta diciembre de 2033.

A la fecha de análisis, la central tiene una potencia nominal total de 851.8 MW, la misma que considera el ciclo combinado y su producción representa el 67.48% de la generación total de ENGIE.

Central Hidroeléctrica Quitaracsa: En marzo de 2009 la Empresa hizo pública la adquisición del 100% de las acciones de la empresa Quitaracsa S.A. a través de la cual se hizo titular de la concesión definitiva para el desarrollo de una central hidroeléctrica ubicada en el departamento de Ancash. La construcción y montaje de la CH se inició en enero de 2011 siendo la inversión total de US\$538.9 millones.

Dicha central entró en operación comercial en octubre de 2015 con una potencia efectiva total de 114 MW siendo la generación bruta de energía el 6.12% de la generación total de la Empresa.

Central Termoeléctrica Ilo31 (Reserva Fría de Generación): El 20 de enero de 2011, ENGIE suscribió con el Ministerio de Energía y Minas, el Contrato de Concesión del Proyecto Reserva Fría de Generación – Planta Ilo, así como un Contrato de Garantía con el Estado Peruano. El objetivo de dicho proyecto es asegurar la disponibilidad de potencia y energía en el SEIN por un plazo de 20 años.

La CT entró en operación comercial el 21 de junio de 2013 con una potencia efectiva contratada de 500 MW. A la fecha de análisis la generación de la central representó el 1.50% del total de la Compañía.

Central Termoeléctrica Ilo41 (Nodo Energético – Planta Ilo): A lo anterior se suma la entrada en operación comercial de la CT Nodo Energético realizada el 22 de octubre de 2016. Dicha operación resulta de adjudicación de la buena pro para la construcción y operación de una de las centrales de generación termoeléctrica del proyecto Nodo Energético del Sur del Perú que otorgó el Comité de ProInversión en Proyectos de Seguridad Energética. Dicha central se ubica en Ilo, Moquegua y cuenta con una capacidad de 610MW en ciclo simple dual (diesel B5 al inicio y gas natural cuando se concluya el Gasoducto Sur Peruano).

Se esperaba que la central entrara en operación en el primer trimestre de 2017; sin embargo, el proyecto fue concluido cinco meses antes de lo esperado y con una inversión final de aproximadamente US\$375.0 millones.

Subestación Moquegua: Esta subestación es una de las más importantes del país, se encuentra localizada en la provincia de Mariscal Nieto al sur de la ciudad de Moquegua y cuenta con una sala de control, dos autotransformadores, doble barra en 220 kV y 138 kV donde se conectan las líneas Socabaya-Moquegua, Ilo1-Moquegua e Ilo21-Moquegua.

Líneas de Transmisión: ENGIE cuenta con un total de 279.3 km de líneas de transmisión en 138 kV y 220 kV repartidas en:

- Línea Ilo2-Moquegua (doble terna) de 72 km de longitud y capacidad de 400 MVA en 220 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca 1 de 31 km de longitud y con capacidad de 196 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Mill Site de 39 km de longitud y una capacidad de 100 MVA en 138kV.
- Línea Ilo1-Moquegua de 2.3 km de longitud y una capacidad de 130 MVA en 138 kV.
- Línea Moquegua-Botiflaca 2 con una longitud de 6.0 km y una capacidad de 160 MVA en 138 kV.
- Línea Chilca-REP (doble terna), de 0.8 km de longitud y una capacidad de 600 MVA por cada terna en 220 kV.
- Línea Santa Isabel-Carhuamayo Nueva (L-226), la misma que posee una simple terna con una longitud de 50 km y una capacidad de 260 MVA en 220 kV.
- Línea Quitaracsa-Kiman Ayllu (L-2277) con una longitud de 5.4 km y una capacidad de 150 MV en 220 KV.

Nuevos Proyectos e Inversiones

A la fecha del presente informe, la Compañía presenta los siguientes proyectos:

ChilcaDos – Proyecto Ciclo Combinado: ENGIE firmó un contrato de ampliación de la CT ChilcaUno a realizarse en dos etapas. La primera consta de la construcción y operación de una turbina a gas en ciclo simple y la segunda de una turbina a vapor de ciclo combinado cuya capacidad nominal conjunta alcanzaría los 112.8 MW. En línea con lo previamente mencionado, el 05 de mayo de 2016 el COES informó a la Empresa la aprobación de la operación comercial de la unidad a gas en ciclo abierto (75.5 MW de potencia efectiva), esperando que el cierre del ciclo se complete en el último trimestre del presente ejercicio.

Proyecto Solar Intipampa: El 16 de febrero del 2016, la Empresa se adjudicó el proyecto solar fotovoltaico “Intipampa” en el marco de la cuarta subasta de suministro de electricidad con recursos renovables (RER). El proyecto consiste en la construcción y operación (por 20 años) de la central solar en Moquegua con una capacidad aproximada de 40 MW, con una inversión estimada total para su implementación de US\$55.0 millones, De acuerdo al contrato firmado con OSINERGMIN, la fecha de puesta en operación comercial no deberá exceder del 31 de diciembre de 2018. Es de señalar que el día 17 de mayo de 2016,

ENGIE suscribió con el Ministerio de Energía y Minas el Contrato de Concesión respectivo, mediante el cual ENGIE suministrará la energía adjudicada al SEIN desde la Fecha Real de Puesta en Operación del Proyecto hasta el 31 de diciembre de 2038.

Estrategia de Negocio

La estrategia de ENGIE consta de seis pilares: (i) optimizar la estructura de suministro eléctrico diversificando las fuentes de energía a través del desarrollo de proyectos hidroeléctricos, de gas natural, renovables y de otras fuentes; (ii) mantener un óptimo balance del portafolio comercial entre clientes libres y regulados, con un enfoque en contratos con costos *pass-through* que disminuyan los riesgos que no sean manejables; (iii) contratar su portafolio por el total de su capacidad eficiente para maximizar sus ingresos y cubrir el riesgo en el mercado de corto plazo con su generación; (iv) captar y retener clientes proporcionando soluciones diferenciadas; (v) mantener una estructura financiera óptima, minimizando costos financieros bajo una estructura adversa al riesgo y con suficiente flexibilidad financiera en caso se presenten oportunidades o eventos inesperados; y (vi) identificar, difundir, implementar las mejores prácticas internacionales en los diferentes procesos de la Compañía.

En esa línea, ENGIE mantiene entre clientes libres y regulados un portafolio geográficamente diversificado. La cartera de clientes libres y regulados sumó una potencia contratada en hora punta de 1,402.7 MW (1,328.9 MW fuera de hora punta), de los cuales 852.7 MW corresponden a clientes libres y 544.0 MW a clientes regulados, según el siguiente detalle:

Contratos	Hora Punta (MW)	Fuera de Hora Punta (MW)
Licitación (2014-2025)	480.50	480.50
Licitación CP (2013-2017)	22.50	22.50
Contrato Bilateral	41.00	41.00
Total Regulados	544.00	544.00
Total Clientes Libres	858.72	784.87
Total Contratos	1,402.72	1,328.88

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Sistemas de Gestión

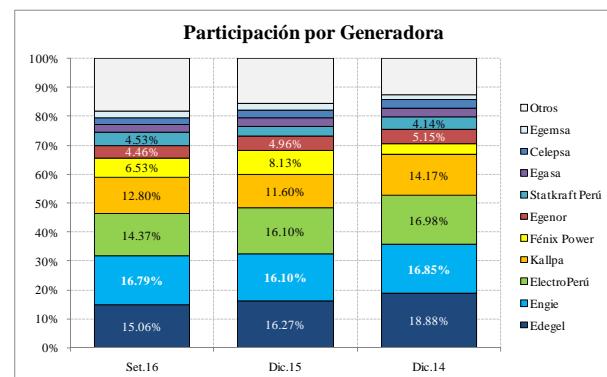
ENGIE cuenta con las certificaciones ISO 9001 para sus procesos de generación y comercialización de energía, ISO 14001 en gestión de medio ambiente y OHSAS 18001 en la gestión de seguridad y salud ocupacional. Asimismo, en el 2012 se redefinió el alcance del Sistema de Gestión de Calidad, reemplazando el proceso de generación por el de despacho de energía eléctrica para alinearla a la nueva estrategia de la Empresa.

Por el lado de la gestión ambiental, en cumplimiento de la normativa ambiental vigente y de acuerdo a los compromisos suscritos, ENGIE cuenta con los siguientes instrumentos de gestión ambiental: (i) Programa de Adecuación y Manejo Ambiental (PAMA) de la CT Ilo 1, (ii) estudios de impacto ambiental (EIA) de la CT Ilo 21, CH Yuncán, CT ChilcaUno y CH Quitaracsa, (iii) planes de Manejo Ambiental (PMA) de la conversión a ciclo combinado de la CT ChilcaUno, variación del trazo de ruta del proyecto de conversión a ciclo combinado de dicha central, la CT Re-

serva Fría de Generación Ilo31 y la CH Quitaracsa, (iv) estudio de impacto ambiental (EIA-S) del proyecto de ampliación de la CT ChilcaUno, y (v) planes de manejo ambiental (PMA) de la adecuación de estándares de calidad ambiental de agua y adecuación a vertimientos de la CT Ilo1, la CT Ilo21 y la CH Yuncán.

Producción

A la fecha de corte, ENGIE presenta la mayor participación en la generación de energía del país pasando de la segunda a la primera posición contribuyendo con el 16.79% de la generación total del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), siendo la mayor generadora en términos de capacidad instalada.

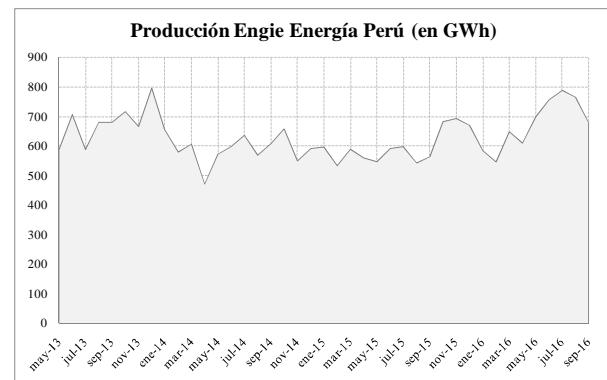


Fuente: COES / Elaboración: *Equilibrium*

ANÁLISIS FINANCIERO

Generación y Rentabilidad

Al tercer trimestre de 2016, los ingresos por ventas de ENGIE crecieron en 7.05% respecto a lo registrado en similar periodo del ejercicio previo totalizando US\$563.6 millones. Lo antes mencionado se asocia al mayor cobro de peajes (+19.80%) y por potencia (+6.06%) asociado a la entrada de nuevos contratos con clientes libres y regulados, así como por adendas de ampliación en el plazo de vigencia de algunos contratos. Adicionalmente, se tuvo mayores ingresos por compensaciones asociadas al D.U. N° 049 (US\$ 33.8) por la mayor generación de las centrales de Ilo debido a la congestión en la interconexión centro-sur, este mayor ingreso compensa el mayor costo combustible de dichas centrales que operan a petróleo y carbón.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

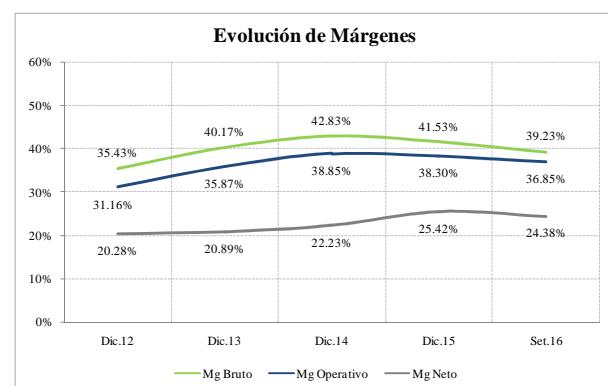
La mayor generación de energía en las centrales térmicas de Ilo resultó en un mayor costo de venta, el cual alcanzó

US\$342.5 millones (+15.36% entre setiembre de 2015 y 2016) asociado al precio del carbón y el diesel/R500. El mayor dinamismo observado en el incremento de los costos de venta que de los ingresos conllevó a que la ganancia bruta disminuya en 3.69% en los últimos 12 meses y que el margen bruto se ajuste de 43.61% a 39.23%.

Lo anterior fue parcialmente mitigado por la disminución registrada en el gasto administrativo, el mismo que retrocede interanualmente en 15.15% por un menor gasto de personal. De este modo, el margen operativo alcanza 36.85% y la utilidad operativa US\$207.7 millones (40.60% y US\$213.7 millones, respectivamente, al tercer trimestre de 2015).

Con relación a los gastos financieros, estos se incrementan interanualmente en 26.77% producto de la colocación de la Primera Emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos y la activación de los préstamos asociados a la entrada en operación de la CH Quítaracsa (préstamos de mediano plazo). Los mayores gastos financieros fueron parcialmente contrarrestados por la ganancia neta en instrumentos financieros y por otros ingresos extraordinarios, los que en conjunto sumaron US\$7.6 millones.

Es de mencionar que a lo largo del ejercicio 2015, el resultado neto resultó beneficiado por la aplicación de impuestos diferidos dada la modificación de la regulación tributaria donde se reduce la tasa de impuesto a las ganancias de 30% a 28% hasta el ejercicio gravable 2016. De este modo, la Empresa registra a setiembre de 2016 un resultado neto de US\$137.4 millones, el cual se encuentra 3.00% por debajo de lo obtenido 12 meses atrás. Asimismo, el margen neto se ajusta entre setiembre de 2015 y 2016 de 26.91% a 24.38%.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Los resultados netos que registra la Compañía le permite registrar un retorno promedio anualizado respecto a los activos (ROAA) de 8.51% y para sus accionistas (ROAE) de 19.21%, rendimientos inferiores a los registrados en setiembre y diciembre de 2015.

Indicador	Set.15	Dic.15	Set.16
ROAA*	9.70%	9.61%	8.51%
ROAE*	21.76%	22.58%	19.21%

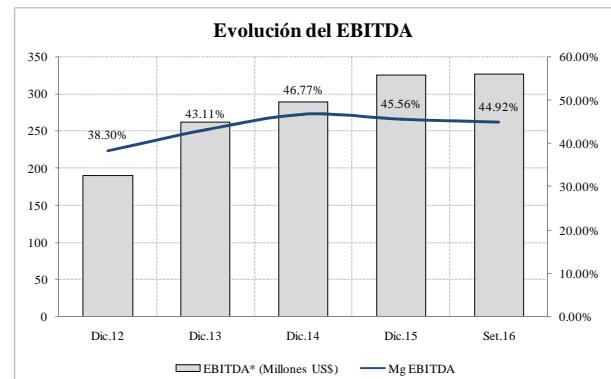
(*) Indicadores anualizados

Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

En términos de generación medidos a través del EBITDA anualizado, se observa que el mismo asciende a US\$327.3

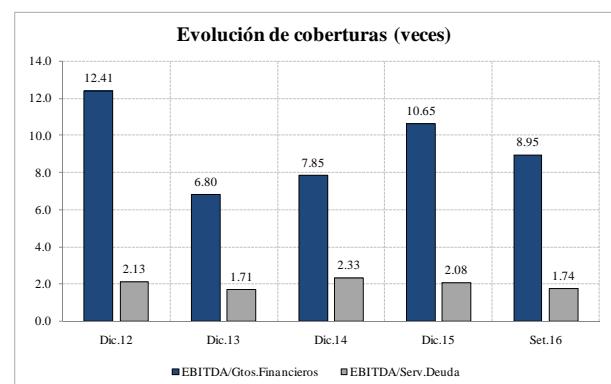
millones a la fecha de corte, superando ligeramente lo registrado en setiembre y diciembre de 2015 (US\$323.4 y US\$325.2 millones, respectivamente). No obstante, el margen EBITDA disminuye en dicho lapso de tiempo de 47.69% a 44.92% (45.56% al 2015).

Por su parte, el flujo de caja operativo anualizado de ENGIE asciende a US\$232.8 millones revelando un incremento interanual de 4.27% interanual, aunque posicionándose por debajo de lo registrado al cierre del ejercicio previo (US\$243.0 millones).



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Los ajustes antes explicados resultaron en un ligero ajuste de coberturas entre el cierre del ejercicio 2015 y el tercer trimestre de 2016. Tal es así que la cobertura que el EBITDA le brinda al servicio de deuda pasa de 2.08 a 1.74 veces en dicho lapso de tiempo mientras que la cobertura del flujo de caja operativo lo hace de 1.55 a 1.24 veces. No obstante lo anterior, la Empresa continúa presentando una adecuada cobertura sobre sus gastos financieros y servicio de deuda. Asimismo, se toma en consideración que el incremento de las obligaciones financieras responde al desarrollo de proyectos que le permiten en el futuro incrementar su generación.



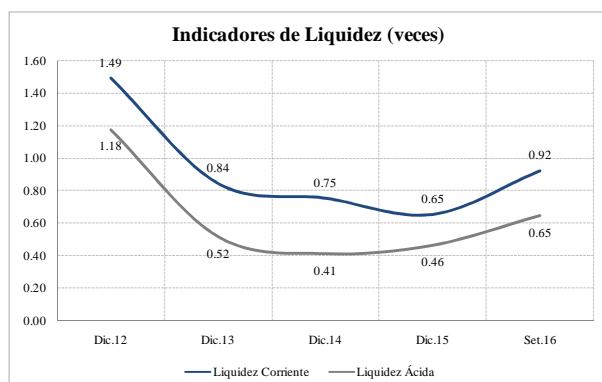
Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Activos y Liquidez

Al 30 de setiembre de 2016, los activos totales de la Compañía ascendieron a US\$2,253.6 millones, cifra 9.75% superior a la registrada al cierre del ejercicio 2015. Lo anterior se sustenta principalmente en la evolución del activo fijo, el mismo que si bien retrocede su participación relativa dentro del total de activos de 81.47% en el 2015 a 79.03% en la fecha de análisis, se incrementa en US\$108.1 millones producto de la construcción del proyecto Nodo Energético del Sur y de ChilcaDos.

En tanto, el activo corriente presenta un incremento de 41.76% en los últimos nueve meses asociado al mayor saldo en caja (+69.52%), las mayores cuentas por cobrar comerciales (+22.78%) y los mayores inventarios (47.58%). Con respecto al saldo en caja, éste carga parte de la tercera emisión que será utilizada para la culminación del proyecto ChilcaDos y el proyecto Nodo Energético, así como para el reperfilamiento de deuda. Por su parte, las cuentas por cobrar comerciales se incrementan principalmente por energía y potencia entregada y no facturada al COES y las existencias al mayor costo de los combustibles.

Si bien a la fecha de corte la Compañía presenta una adecuada posición en caja y un incremento importante en los activos corrientes, estos aún no logran compensar los pasivos de corto plazo conllevando a que la liquidez corriente se mantenga ajustada (por debajo de una vez) y que el capital de trabajo continúe en terreno negativo. En tal sentido, es de mencionar que ENGIE mantiene líneas de financiamiento revolventes de corto plazo cuyo costo es mínimo y por tanto le conviene mantener en cartera. Asimismo, la posición actual de liquidez no compromete las operaciones de la Compañía toda vez que el flujo de caja resulta suficiente para hacerle frente al servicio de deuda y a sus necesidades de capital de trabajo.

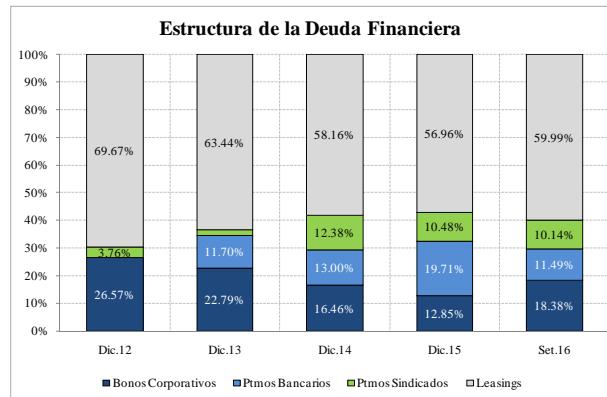


Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Solvencia y Endeudamiento

Al tercer trimestre de 2016, ENGIE presentó un pasivo total de US\$1,266.6 millones, 7.10% superior al registrado al cierre de 2015. El incremento observado responde a movimientos en las obligaciones financieras, toda vez que se activan los arrendamientos financieros asociados al Nodo Energético y ChilcaDos, además de la colocación de una nueva emisión de bonos corporativos por S/250.0 millones.

En cuanto a la estructura de obligaciones, los leasing continúan siendo la principal deuda financiera de la Compañía incrementando dentro de la estructura de 56.96% a 59.99% en los últimos nueve meses. En tanto, la nueva emisión de deuda en el mercado de capitales conllevó a que la participación de los bonos corporativos se incremente de 12.85% a 18.38%.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

En cuanto a los préstamos bancarios, estos retroceden en 39.69% para el periodo antes mencionado producto de la amortización de las cuotas trimestrales de aquellos de largo plazo así como por la cancelación de préstamos de corto plazo. De este modo su participación dentro de la estructura retrocede de 19.71% a 11.49%. Por su parte, la deuda asociada al préstamo sindicado pactada con Bank of Tokyo y Sumitomo se mantiene en US\$100.0 millones disminuyendo su contribución relativa de 10.48% a 10.14%.

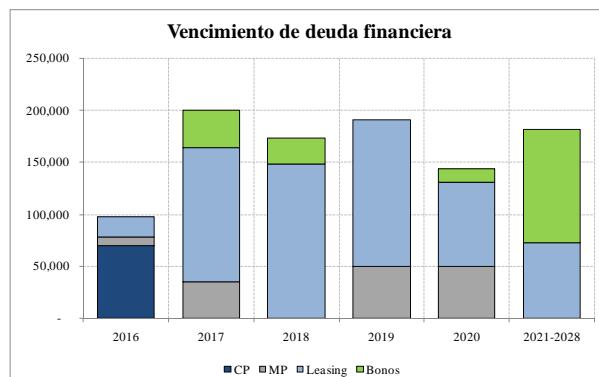
A la fecha de corte, los siguientes contratos de arrendamiento financiero se mantienen vigentes:

1. **Construcción y Adquisición de Maquinaria del Ciclo Combinado de la CT ChilcaUno:**
Financiado con el BCP por un importe total de US\$310.0 millones. El saldo por pagar a la fecha de análisis es de US\$139.1 millones, amortizado trimestralmente siendo el vencimiento en diciembre de 2019. El financiamiento mantiene como condición el derecho de superficie y acceso a favor del banco sobre parte de propiedad del inmueble donde se encuentran las instalaciones de la CT ChilcaUno.
2. **Construcción de la Reserva Fría Ubicada en Ilo:**
Fueron dos financiamientos realizados a través del BCP y BBVA Continental por un monto original cada uno de US\$100.0 millones cuyos saldos por pagar al tercer trimestre de 2016 ascienden a US\$42.6 y US\$48.8 millones, respectivamente. Las amortizaciones son trimestrales y la fecha de vencimiento es en mayo de 2019.
3. **Construcción del Ciclo Combinado ChilcaDos:**
Financiamiento por US\$125.0 millones pactado con BBVA Continental para la construcción del proyecto de ciclo combinado ChilcaPlus (ahora ChilcaDos). A la fecha de corte, el saldo desembolsado asciende a US\$99.0 millones, el mismo que será amortizado de manera trimestral tres meses después de la fecha de activación, siendo el vencimiento en noviembre de 2022.
4. **Construcción del Nodo Energético del Sur:**
Se tomaron dos financiamientos por US\$145.0 millones cada uno con BCP y BBVA Continental. Los saldos desembolsados al tercer trimestre de 2016 ascienden a US\$128.8 y US\$133.7 millones, respectivamente. Las amortizaciones serán trimestrales e iniciarán

después de tres meses de la fecha de activación. La fecha de vencimiento es noviembre de 2021.

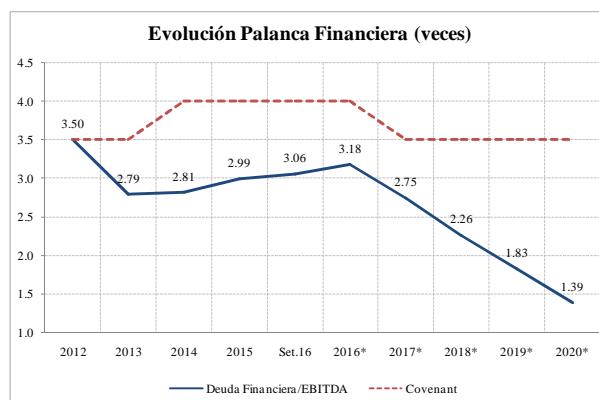
Con respecto a la maduración de la deuda de ENGIE, se observa que las emisiones de bonos corporativos del Primer Programa (saldo de US\$107.8 millones) mantienen vencimientos entre noviembre de 2017 y junio de 2028, mientras que la emisión realizada dentro del Tercer Programa por S/250.0 millones vence en junio de 2026. En tanto, la deuda de corto plazo que mantiene la Compañía con bancos locales por US\$69.7 millones tienen vencimientos hasta diciembre de 2016, y los préstamos de largo plazo hasta 2020.

De acuerdo a lo previamente mencionado, las obligaciones de largo plazo incluyen un sindicado por US\$100.0 millones utilizado para pre-pagar deuda de corto plazo tomada para los proyectos Quitaracsa y Nodo Energético del Sur, cuya fecha de vencimiento es junio de 2020. Asimismo, incluye un préstamo con Scotiabank (saldo de US\$43.7 millones) utilizado para pre-pagar el arrendamiento financiero negociado para el financiamiento parcial de la construcción de la CH Quitaracsa.



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

Cabe mencionar que con fecha 30 de enero de 2015, mediante Asamblea General de Titulares de Bonos del Primer Programa de Bonos Corporativos de ENGIE se acordó modificar la sección 6.02 del Acto Marco, elevando temporalmente el límite de Deuda Financiera sobre EBITDA de 3.5 a 4.0 veces hasta el mes de marzo de 2017; dicho resguardo también fue modificado en el mismo sentido en todos los contratos de financiamiento que la Compañía mantiene vigentes. En esa línea se resalta que las proyecciones de la Empresa no contemplan pasar de 3.50 veces, de acuerdo a lo detallado en el gráfico siguiente:



Fuente: ENGIE Energía Perú / Elaboración: *Equilibrium*

En línea con la expansión de proyectos y la activación de arrendamientos financieros, la palanca financiera de ENGIE (medida como deuda financiera en relación al EBITDA) se incrementa de 2.99 veces en el 2015 a 3.06 veces al tercer trimestre de 2016. Dicho indicador se encuentra por debajo de lo inicialmente estimado, toda vez que la Compañía ha presentado un mayor nivel de generación acorde con el ingreso en operación en ciclo simple de ChilcaDos y la mayor generación de las centrales térmicas en Ilo.

En términos de endeudamiento contable (medido como pasivo en relación al patrimonio), la Compañía presenta una mejora en el indicador de 1.36 a 1.28 veces para el periodo antes señalado al haberse incrementado el patrimonio con un mayor dinamismo que el pasivo, esto dada la acumulación de resultados, principalmente.

Política y Distribución de Dividendos

En Junta General de Accionistas de fecha 21 de setiembre de 2010 se aprobó la política de dividendos de la Empresa, la misma que estipulaba la distribución de dividendos por una suma equivalente de por lo menos el 30% de las utilidades anuales disponibles. No obstante, en octubre de 2015, se decidió en JGA modificar dicha política estipulando que a partir de esa fecha los dividendos tomaran como base los resultados obtenidos hasta el 31 de diciembre de 2014, y cuando estos se agoten, se realizará el cargo a los resultados obtenidos a partir de 01 de enero de 2016.

Durante el ejercicio 2015, la Compañía distribuyó dividendos por US\$49.6 millones, siendo el 16 de marzo de 2015 la repartición del saldo pendiente del 2014 (US\$19.6 millones) y el 17 de noviembre de 2015 el adelanto de las utilidades del 2015 por US\$30.0 millones. Adicionalmente, el 14 de marzo de 2016 la Empresa acordó distribuir dividendos por US\$24.4 millones correspondiente al saldo del ejercicio 2015.

PRIMER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS

Con fecha 15 de agosto de 2007, la Junta General de Accionistas aprobó el Primer Programa de Bonos Corporativos de ENERGIE Energía Perú. Las características generales del programa se detallan a continuación:

Monto: US\$400.0 millones

Moneda de la Emisión: Dólares o Soles.

Emisiones y Series: Una o más.

Tasa de Interés: Anual fija.

Destino de los Recursos: (i) financiamiento de los objetivos de crecimiento de la Empresa, a una óptima estructuración de los pasivos del emisor, pudiendo a dicho efecto pagar la deuda subordinada, (ii) la reestructuración de los pasivos del Emisor (lo cual incluye la amortización de la deuda a corto y largo plazo actual), (iii) capital de trabajo, y (iv) otros usos corporativos.

Garantías: Garantía genérica del Patrimonio del Emisor.

Resguardos: Durante la vigencia de los Bonos, el Emisor en todo momento debe mantener un índice de deuda financiera sobre EBITDA no mayor a 4.0 veces hasta el primer trimestre de 2017 y de 3.5 veces en adelante.

Cabe mencionar que las emisiones inscritas y vigentes se encuentran detalladas al final del informe. Asimismo, es de resaltar que si bien el programa establece la facultad de rescatar los bonos en forma anticipada, las emisiones vigentes han sido registradas sin tal opción de rescate.

TERCER PROGRAMA DE BONOS CORPORATIVOS

En Junta General de Accionistas de fecha 11 de junio de 2015, se aprobó la inscripción del Tercer Programa de Bonos Corporativos de ENEGIE Energía Perú por un periodo de seis años. Las características generales del programa son las siguientes:

Monto: US\$500.0 millones

Moneda de la Emisión: Dólares o Soles.

Emisiones y Series: Una o más.

Tasa de Interés: Según se establezca en el Contrato y Prospecto Complementario correspondiente. Esta puede ser fija, variable, sujeta a algún índice de reajuste o cupón cero.

Destino de los Recursos: (i) capital de trabajo, (ii) solventar futuras necesidades de financiamiento del Emisor, (iii) reestructuración de los pasivos del Emisor (lo cual incluye la amortización de la deuda a corto y largo plazo actual), (iv) otros usos corporativos, y/o (v) aquellos fines establecidos en los Prospectos y Contratos Complementarios.

Garantías: Garantía genérica del Patrimonio del Emisor.

Resguardos: No registra resguardos financieros.

ACCIONES COMUNES

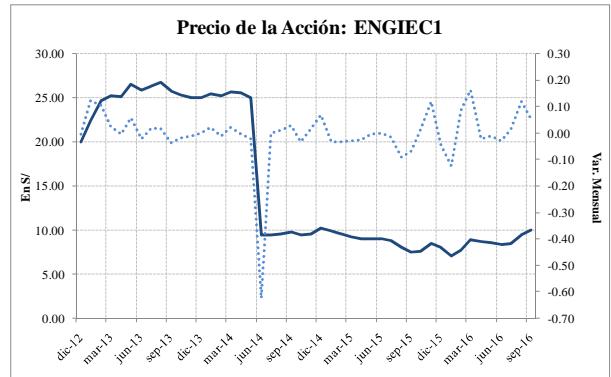
El 05 de febrero de 2004, la Empresa colocó en el mercado de capitales, mediante Oferta Privada, acciones comunes por un monto total de US\$48.0 millones, las cuales fueron adquiridas por las administradoras privadas de fondos de pensiones (AFPs). Así, Suez-Tractebel (accionista mayoritario en su momento) redujo su participación de 99.9% a

78.9% y las AFPs adquirieron una participación conjunta de 21.1%.

Posteriormente, en el 2012, el Directorio de la Compañía acordó incrementar el capital social por nuevos aportes de hasta S/401.4 millones (equivalente a US\$150.0 millones), el mismo que incluye el valor de la prima de suscripción y con lo cual se suscribieron 24.3 millones de nuevas acciones.

En junio de 2014 se realizó la capitalización de la prima de capital registrada en el 2012, lo que generó un incremento de acciones comunes en 377.1 millones, hasta un total de 601.4 millones. La ganancia básica y diluida por acción común al tercer trimestre de 2016 alcanzó US\$0.229 (US\$0.236 en similar periodo del ejercicio previo).

Al 30 de setiembre de 2016, el capital social de ENGIE se mantiene en US\$219.1 millones y el capital adicional en US\$35.9 millones, siendo la reserva legal de US\$43.8. En tanto, los resultados acumulados se incrementaron en 40.17% en los primeros nueve meses del año totalizando US\$547.9 millones.



Fuente: BVL / Elaboración: *Equilibrium*

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)

Estados de Situación Financiera

(Miles de Dólares)

ACTIVOS	Dic.12	Dic.13	Dic.14	Set.15	Dic.15	Set.16	Var. Set.16/Dic.15	Var. Set.16/Set.15
Efectivo	96,926	7.21%	25,485	1.68%	28,530	1.66%	30,961	1.62%
Cuentas por cobrar comerciales (neto)	55,976	4.16%	86,655	5.71%	75,971	4.41%	72,576	3.80%
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	45	0.00%	42	0.00%	535	0.03%	422	0.02%
Otras cuentas por cobrar	3,844	0.29%	23,051	1.52%	2,541	0.15%	2,910	0.15%
Impuesto a las ganancias	-	0.00%	-	0.00%	-	0.00%	12,061	0.59%
Existencias	35,831	2.66%	78,798	5.19%	82,770	4.80%	70,611	3.69%
Gastos pagados por anticipado	6,425	0.48%	7,179	0.47%	7,141	0.41%	9,108	0.48%
Total Activo Corriente	199,047	14.80%	221,210	14.57%	197,488	11.46%	186,588	9.76%
Instrumentos financieros derivados	19,011	1.41%	5,486	0.36%	-	0.00%	-	0.00%
Gastos pagados por anticipado	24,609	1.83%	27,725	1.83%	30,475	1.77%	34,304	1.79%
Anticipos otorgados	24,282	1.81%	22,399	1.48%	19,965	1.16%	27,137	1.42%
Propiedades, planta y equipo (neto)	1,015,148	75.47%	1,161,747	76.52%	1,380,136	80.08%	1,567,227	81.95%
Otros activos	-	0.00%	-	0.00%	94,804	5.50%	96,550	5.05%
Intangibles, neto	63,033	4.69%	79,577	5.24%	512	0.03%	569	0.03%
Total Activo No Corriente	1,146,083	85.20%	1,296,934	85.43%	1,525,892	88.54%	1,725,787	90.24%
TOTAL ACTIVOS	1,345,130	100.00%	1,518,144	100.00%	1,723,380	100.00%	1,912,375	100.00%
							2,053,484	100.00%
							2,253,635	100.00%
							9.75%	17.84%

PASIVO Y PATRIMONIO	Dic.12	Dic.13	Dic.14	Set.15	Dic.15	Set.16	Var. Set.16/Dic.15	Var. Set.16/Set.15
Obligaciones financieras de corto plazo	-	0.00%	85,000	5.60%	105,000	6.09%	80,000	4.18%
Cuentas por pagar comerciales	32,449	2.41%	42,129	2.78%	39,416	2.29%	34,567	1.81%
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	130	0.01%	156	0.01%	526	0.03%	266	0.01%
Passivo por impuesto a las ganancias	-	0.00%	-	0.00%	6,925	0.40%	12,580	0.66%
Passivo por beneficio a los empleados	10,608	0.79%	11,793	0.78%	11,438	0.66%	11,426	0.60%
Otras cuentas por pagar	16,327	1.21%	8,197	0.54%	11,591	0.67%	17,960	0.94%
Porción corriente deuda LP	73,875	5.49%	114,900	7.57%	87,200	5.06%	123,422	6.45%
Total Pasivo Corriente	133,389	9.92%	262,175	17.27%	262,096	15.21%	280,221	14.65%
Provisiones	2,284	0.17%	2,078	0.14%	1,952	0.11%	1,803	0.09%
Obligaciones financieras	590,374	43.89%	526,278	34.67%	615,536	35.72%	655,552	34.28%
Instrumentos financieros derivados	898	0.07%	7,066	0.47%	6,589	0.38%	13,146	0.69%
Impuesto a las ganancias diferido	68,050	5.06%	81,794	5.39%	100,849	5.85%	103,555	5.41%
Total Pasivo No Corriente	661,606	49.19%	617,216	40.66%	724,926	42.06%	774,056	40.48%
TOTAL PASIVO	794,995	59.10%	879,391	57.93%	987,022	57.27%	1,054,277	55.13%
Capital social	78,170	5.81%	78,170	5.15%	219,079	12.71%	219,079	11.46%
Capital adicional	176,831	13.15%	176,831	11.65%	35,922	2.08%	35,922	1.88%
Reserva legal	13,816	1.03%	15,634	1.03%	29,391	1.71%	29,391	1.54%
Otras reservas del patrimonio	1,281	0.10%	(4,730)	-0.31%	(2,993)	-0.17%	(3,273)	-0.17%
Resultados acumulados	179,406	13.34%	245,425	16.17%	317,391	18.42%	435,319	22.76%
Resultados del ejercicio	100,631	7.48%	127,423	8.39%	137,568	7.98%	141,660	7.41%
TOTAL PATRIMONIO NETO	550,135	40.90%	638,753	42.07%	736,358	42.73%	858,098	44.87%
TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	1,345,130	100.00%	1,518,144	100.00%	1,723,380	100.00%	1,912,375	100.00%
							2,053,484	100.00%
							2,253,635	100.00%
							9.75%	17.84%

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)

Estado de Resultados Integrales
(Miles de Dólares)

	Dic.12	Dic.13	Dic.14	Set.15	Dic.15	Set.16	Var. Set.16/Set.15	Var. Dic.15/Dic.14
Ventas netas	496,128 100.00%	609,917 100.00%	618,881 100.00%	526,481 100.00%	713,722 100.00%	563,595 100.00%	7.05%	15.32%
Costo de ventas	(320,370) -64.57%	(364,934) -59.83%	(353,812) -57.17%	(296,896) -56.39%	(417,290) -58.47%	(342,485) -60.77%	15.36%	17.94%
Ganancia Bruta	175,758 35.43%	244,983 40.17%	265,069 42.83%	229,585 43.61%	296,432 41.53%	221,110 39.23%	-3.69%	11.83%
Gastos de administración	(21,165) -4.27%	(26,210) -4.30%	(24,636) -3.98%	(15,837) -3.01%	(23,079) -3.23%	(13,438) -2.38%	-15.15%	-6.32%
Ganancia Operativa	154,593 31.16%	218,773 35.87%	240,433 38.85%	213,748 40.60%	273,353 38.30%	207,672 36.85%	-2.84%	13.69%
Ingresos financieros	4,882 0.98%	2,995 0.49%	394 0.06%	167 0.03%	287 0.04%	359 0.06%	114.97%	-27.16%
Gastos financieros	(15,315) -3.09%	(38,689) -6.34%	(36,853) -5.95%	(22,596) -4.29%	(30,539) -4.28%	(28,645) -5.08%	26.77%	-17.13%
Otros ingresos, neto	(1,911) -0.39%	7,170 1.18%	(2,129) -0.34%	295 0.06%	(4,382) -0.61%	3,140 0.56%	964.41%	105.82%
Ganancia neta por instrumentos financieros derivados	(313) -0.06%	- 0.00%	1,150 0.19%	339 0.06%	420 0.06%	4,459 0.79%	1215.34%	-
Diferencia cambiaria	4,904 0.99%	(4,447) -0.73%	(4,230) -0.68%	(3,014) -0.57%	(6,469) -0.91%	118 0.02%	-103.92%	52.93%
Resultado antes de I.R.	146,840 29.60%	185,802 30.46%	198,765 32.12%	188,939 35.89%	232,670 32.60%	187,103 33.20%	-0.97%	17.06%
Gasto por impuesto a las ganancias	(46,208) -9.31%	(58,379) -9.57%	(61,197) -9.89%	(47,279) -8.98%	(51,214) -7.18%	(49,687) -8.82%	5.09%	-16.31%
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO	100,631 20.28%	127,423 20.89%	137,568 22.23%	141,660 26.91%	181,456 25.42%	137,416 24.38%	-3.00%	31.90%
Variación neta por cobertura del flujo de efectivo	4,345 0.88%	(6,011) -0.99%	1,737 0.28%	(280) -0.05%	2,661 0.37%	3,243 0.58%	-1258.21%	53.20%
RESULTADO INTEGRAL DEL EJERCICIO	104,976 21.16%	121,412 19.91%	139,305 22.51%	141,380 26.85%	184,117 25.80%	140,659 24.96%	-0.51%	32.17%

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)

Indicadores Financieros

INDICADORES FINANCIEROS	Dic.12	Dic.13	Dic.14	Set.15	Dic.15	Set.16
Solvencia y endeudamiento						
(Pasivo - Diferido) / Patrimonio	1.32	1.25	1.20	1.11	1.23	1.14
Pasivo / Patrimonio	1.45	1.38	1.34	1.23	1.36	1.28
Pasivo / Capital Social	10.17	11.25	4.51	4.81	5.40	5.78
Endeudamiento del Activo	0.59	0.58	0.57	0.55	0.58	0.56
Deuda Financiera Total / Pasivo	0.84	0.83	0.83	0.83	0.82	0.79
Deuda Financiera LP / Patrimonio	1.07	0.82	0.84	0.76	0.81	0.78
Pasivo Corriente / Total Pasivo	0.17	0.30	0.27	0.27	0.29	0.27
Liquidez						
Liquidez Corriente	1.49	0.84	0.75	0.67	0.65	0.92
Prueba Ácida	1.18	0.52	0.41	0.38	0.46	0.65
Liquidez Absoluta	0.73	0.10	0.11	0.11	0.15	0.26
Activo Corriente / Total Pasivo	0.25	0.25	0.20	0.18	0.19	0.25
Capital de Trabajo	65,658	-40,965	-64,608	-93,633	-116,939	-26,667
Capital de Trabajo / Ventas	13.23%	-6.72%	-10.44%	-13.61%	-16.38%	-3.55%
Gestión						
Gastos Operativos / Ventas	4.27%	4.30%	3.98%	3.39%	3.23%	2.75%
Gastos Financieros / Ventas	3.09%	6.34%	5.95%	4.52%	4.28%	4.87%
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)**	34	43	37	32	38	44
Rotación de Cuentas por Pagar (días)**	32	32	34	37	46	42
Rotación de Inventarios (días)	30	58	63	49	36	48
Rentabilidad						
Margen Neto	20.28%	20.89%	22.23%	26.91%	25.42%	24.38%
Margen Operativo	31.16%	35.87%	38.85%	40.60%	38.30%	36.85%
Margen Bruto	35.43%	40.17%	42.83%	43.61%	41.53%	39.23%
Margen EBITDA	38.30%	43.11%	46.77%	47.69%	45.56%	44.92%
ROAA*	9.19%	8.90%	8.49%	9.70%	9.61%	8.51%
ROAE*	23.05%	21.44%	20.01%	21.76%	22.58%	19.21%
Generación						
FCO*	119,035	112,436	223,277	223,277	242,994	232,805
EBIT*	154,593	218,773	240,433	273,049	273,353	267,277
EBITDA*	190,017	262,922	289,445	323,412	325,180	327,287
EBITDA / Gastos financieros	12.41	6.80	7.85	10.41	10.65	8.95
EBITDA* / Servicio de deuda	2.13	1.71	2.33	2.09	2.08	1.74
FCO* / Servicio de deuda	1.33	0.73	1.80	1.45	1.55	1.24
Deuda Financiera / EBITDA*	3.50	2.79	2.81	2.70	2.99	3.06

* Anualizado

** Descontado de IGV

ENGIE ENERGÍA PERÚ S.A. (ANTES ENERSUR S.A.)
VALORES MOBILIARIOS EMITIDOS POR OFERTA PÚBLICA PRIMARIA
INSCRITOS Y VIGENTES EN EL REGISTRO PÚBLICO DEL MERCADO DE VALORES
30 DE SETIEMBRE DE 2016

TIPO DE VALOR MOBILIARIO	Nº PROG. ó EMIS.	FECHA DE INSCRIPCIÓN EN R.P.M.V.	FECHA DE COLOCAC.	TASA DE INTERÉS	PAGO INTERÉS	PLAZO	FECHA DE REDENCIÓN	MONTO INSCRITO POR PROGRAMA		MONTO INSCRITO POR EMISIÓN		SALDO EN CIRCULACIÓN	
								DÓLARES	SOLES	DÓLARES	SOLES	DÓLARES	SOLES
B. CORPORATIVOS	1er. Prog.	16-nov-07 Pr.16-nov-09						400,000,000		115,000,000	146,510,000	35,000,000	247,225,000
	1ra. Emis. Única	26-nov-07	29-nov-07	T.I.N.A.	6.81250%	SEM.	10 años	30-nov-17		40,000,000			120,700,000
	2da Emis. Única	17-abr-08	06-jun-08	T.I.N.A.	7.18750%	SEM.	10 años	09-jun-18			90,000,000		120,700,000
	3ra. Emis. Única	17-abr-08	06-jun-08	T.I.N.A.	6.31250%	SEM.	20 años	09-jun-28		10,000,000		10,000,000	84,105,000
	4ta Emis. A	19-jun-09	26-jun-09	T.I.N.A.	6.50000%	SEM.	7 años	30-jun-16		40,000,000			84,105,000
	6ta Emis. A	29-nov-10	02-dic-10	T.I.N.A.	6.50000%	SEM.	15 años	03-dic-25		25,000,000		25,000,000	
	7ma. Emis. A	29-nov-10	02-dic-10	T.I.N.A.	7.59375%	SEM.	10 años	03-dic-20			56,510,000		42,420,000
													42,420,000
B. CORPORATIVOS	3er. Prog.	30-oct-15						500,000,000				500,000,000	
	1ra. Emis. A	13-jun-16	22-jun-16	T.I.N.A.	7.12500%	SEM.	10 años	23-jun-26			500,000,000		250,000,000
													250,000,000

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS EMITIDAS POR EQUILIBRIUM CLASIFICADORA DE RIESGO S.A. (“EQUILIBRIUM”) CONSTITUYEN LAS OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE INVESTIGACION PUBLICADAS POR EQUILIBRIUM (LAS “PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM”) PUEDEN INCLUIR OPINIONES ACTUALES DE EQUILIBRIUM SOBRE EL RIESGO CREDITICIO FUTURO RELATIVO DE ENTIDADES, COMPROMISOS CREDITICIOS O DEUDA O VALORES SIMILARES A DEUDA. EQUILIBRIUM DEFINE RIESGO CREDITICIO COMO EL RIESGO DE QUE UNA ENTIDAD NO PUEDA CUMPLIR CON SUS OBLIGACIONES CONTRACTUALES, FINANCIERAS UNA VEZ QUE DICHAS OBLIGACIONES SE VUELVEN EXIGIBLES, Y CUALQUIER PERDIDA FINANCIERA ESTIMADA EN CASO DE INCUMPLIMIENTO. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NO TOMAN EN CUENTA CUALQUIER OTRO RIESGO, INCLUYENDO SIN LIMITACION: RIESGO DE LIQUIDEZ, RIESGO DE VALOR DE MERCADO O VOLATILIDAD DE PRECIO. LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO Y LAS OPINIONES DE EQUILIBRIUM INCLUIDAS EN LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN DECLARACIONES DE HECHOS ACTUALES O HISTORICOS. LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACION O ASESORIA FINANCIERA O DE INVERSION, Y LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO CONSTITUYEN NI PROPORCIONAN RECOMENDACIONES PARA COMPRAR, VENDER O MANTENER VALORES DETERMINADOS. NI LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS NI LAS PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM CONSTITUYEN COMENTARIOS SOBRE LA IDONEIDAD DE UNA INVERSION PARA CUALQUIER INVERSIONISTA ESPECIFICO. EQUILIBRIUM EMITE SUS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICA SUS PUBLICACIONES CON LA EXPECTATIVA Y EL ENTENDIMIENTO DE QUE CADA INVERSIONISTA EFECTUARA, CON EL DEBIDO CUIDADO, SU PROPIO ESTUDIO Y EVALUACION DE CADA VALOR SUJETO A CONSIDERACION PARA COMPRA, TENENCIA O VENTA.

LAS CLASIFICACIONES CREDITICIAS Y PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM NO ESTAN DESTINADAS PARA SU USO POR PEQUEÑOS INVERSIONISTAS Y SERIA IMPRUDENTE QUE UN PEQUEÑO INVERSIONISTA TUVIERA EN CONSIDERACION LAS CLASIFICACIONES DE RIESGO O PUBLICACIONES DE EQUILIBRIUM AL TOMAR CUALQUIER DECISION DE INVERSION. EN CASO DE DUDA USTED DEBERA CONSULTAR A SU ASESOR FINANCIERO U OTRO ASESOR PROFESIONAL.

TODA LA INFORMACION AQUI CONTENIDA SE ENCUENTRA PROTEGIDA POR LEY, INCLUYENDO SIN LIMITACION LAS LEYES DE DERECHO DE AUTOR (COPYRIGHT), Y NINGUNA DE DICHA INFORMACION PODRA SER COPIADA, REPRODUCIDA, REFORMULADA, TRANSMITIDA, TRANSFERIDA, DIFUNDIDA, REDISTRIBUIDA O REVENDIDA DE CUALQUIER MANERA, O ARCHIVADA PARA USO POSTERIOR EN CUALQUIERA DE LOS PROPOSITOS ANTES REFERIDOS, EN SU TOTALIDAD O EN PARTE, EN CUALQUIER FORMA O MANERA O POR CUALQUIER MEDIO, POR CUALQUIER PERSONA SIN EL CONSENTIMIENTO PREVIO POR ESCRITO DE EQUILIBRIUM.

Toda la informacion aqui contenida es obtenida por EQUILIBRIUM de fuentes consideradas precisas y confiables. Sin embargo, debido a la posibilidad de error humano o mecanico y otros factores, toda la informacion contenida en este documento es proporcionada “TAL CUAL” sin garantia de ningun tipo. EQUILIBRIUM adopta todas las medidas necesarias a efectos de que la informacion que utiliza al asignar una clasificacion crediticia sea de suficiente calidad y de fuentes que EQUILIBRIUM considera confiables, incluyendo, cuando ello sea apropiado, fuentes de terceras partes. Sin perjuicio de ello, EQUILIBRIUM no es un auditor y no puede, en cada momento y de manera independiente, verificar o validar informacion recibida en el proceso de clasificacion o de preparacion de una publicacion.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectuan un descargo de responsabilidad frente a cualquier persona o entidad por cualquier perdida o daño indirecto, especial, consecuencial o incidental derivado de o vinculado a la informacion aqui contenida o el uso o inhabilidad de uso de dicha informacion, inclusive si EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes o proveedores es advertido por adelantado sobre la posibilidad de dichas perdidas o daños, incluyendo sin limitacion: (a) cualquier perdida de ganancias presentes o potenciales, o (b) cualquier perdida o daño derivado cuando el instrumento financiero correspondiente no sea objeto de una clasificacion crediticia especifica asignada por EQUILIBRIUM.

En la medida que ello se encuentre permitido por ley, EQUILIBRIUM y sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores efectuan un descargo de responsabilidad por cualquier perdida o daño directo o compensatorio causados a cualquier persona o entidad, incluyendo sin limitacion cualquier negligencia (pero excluyendo fraude, dolo o cualquier otro tipo de responsabilidad que no pueda ser excluido por ley) en relacion con o cualquier contingencias dentro o fuera del control de EQUILIBRIUM o cualquiera de sus directores, funcionarios, trabajadores, agentes, representantes, licenciantes y proveedores, derivados de o vinculados a la informacion aqui contenida o el uso de o la inhabilidad de usar cualquiera de dicha informacion.

EQUILIBRIUM NO PRESTA NI EFECTUA, DE NINGUNA FORMA, GARANTIA ALGUNA, EXPRESA O IMPLICITA, RESPECTO A LA PRECISION, OPORTUNIDAD, INTEGRIDAD, COMERCIABILIDAD O AJUSTE PARA CUALQUIER PROPOSITO ESPECIFICO DE CUALQUIER CLASIFICACION O CUALQUIER OTRA OPINION O INFORMACION.