

ENEL GENERACION PERU S.A.A. (ANTES EDEGEL S.A.A. Y SUBSIDIARIA)

Informe con EEFF al 31 de marzo de 2017¹	Fecha de comité: 25 de setiembre de 2017
Periodicidad de actualización: Trimestral	Sector Eléctrico, Perú

Equipo de Análisis		
Jackeline Huayamares T. jhuayamares@ratingspcr.com	Daicy Peña O. dpena@ratingspcr.com	(511) 208.2530

HISTORIAL DE CLASIFICACIONES								
Fecha de Información	jun-15	set-15	dic-15	mar-16	jun-16	set-16	dic-16	mar-17
Fecha de Comité	08/01/2016	11/04/2016	20/05/2016	02/08/2016	21/11/2016	25/01/2017	28/04/2017	25/09/2017
Acciones Comunes	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1	PEPCN1
Bonos Corporativos	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA	PEAAA
Perspectiva	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable	Estable

Significado de la clasificación

PEPrimera Clase, Nivel 1: Las acciones clasificadas en esta categoría son probablemente las más seguras, estables y menos riesgosas del mercado. Muestran una muy buena capacidad de generación de utilidades y liquidez en el mercado.

Categoría PEAAA: Emisiones con la más alta calidad de crédito. Los factores de riesgo son prácticamente inexistentes.

Esta clasificación podrá ser complementada, si correspondiese, mediante los signos (+/-) mejorando o desmejorando, respectivamente, la clasificación alcanzada entre las categorías PEAA y PEB.

“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 por PCR 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 PCR (<http://www.ratingspcr.com/informes-peruacute.html>), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes”

Racionalidad

En comité de clasificación de riesgo, PCR decidió ratificar la clasificación de las acciones comunes de Enel Generación Perú en PEPrimera Clase, Nivel 1, y el Tercer, Cuarto y Quinto² Programa de Bonos Corporativos en PEAAA. La clasificación se sustenta en la estabilidad de los ingresos y márgenes a pesar de la disminución del precio promedio de venta y el efecto de tipo de cambio. Adicionalmente, la clasificación recoge el sistema de *cash pooling* y las líneas comprometidas que mantiene con entidades bancarias, adecuados niveles de solvencia y cobertura, el contrato a precio fijo que mantiene para su abastecimiento de gas natural, y el respaldo de *know how* del Grupo Enel. Asimismo, la alta calidad crediticia de Enel Generación Perú y Subsidiaria se refuerza periodo a periodo por el crecimiento sostenido de su generación operativa, así como por la disminución de su deuda financiera.

Perspectiva u Observación

La perspectiva de la calificación se mantiene en “Estable” debido a la posición de liderazgo que ostenta y el respaldo por parte del Grupo Enel.

Resumen Ejecutivo

- **Líder en generación y potencia efectiva.** La Compañía ostenta una potencia efectiva instalada que le permite ubicarse dentro de las generadoras más grandes en Perú, resaltando que es dueña de una de las tres centrales de ciclo combinado existentes en el país. Su participación en el subsector de generación eléctrica la ubica en una posición privilegiada para suscribir contratos de suministro de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. Sus contratos tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que una significativa porción de sus ingresos es estable, resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se dará en el 2025.
- **Disminución de sus ingresos.** La Compañía ha presentado una tendencia creciente de sus ingresos para el periodo 2012-2016, sin embargo, a marzo 2017 los ingresos disminuyeron 8.39% respecto a marzo 2016, esto como consecuencia de las menores tarifas promedio de nuevos contratos debido a menores precios en el mercado de generación y a pérdidas por diferencia de tipo de cambio dada la depreciación del dólar americano en las ventas a clientes industriales libres. Cabe mencionar que el desempeño de los ingresos se encuentra influenciado por la evolución de la economía, dadas las características del sector eléctrico, no obstante, se resalta que el mismo tiene un crecimiento vegetativo, lo cual le brinda estabilidad.

¹ No auditados.

² A la fecha del presente informe, el Quinto Programa de Bonos Corporativos ya no se encuentra vigente al haber vencido en julio 2017.

- **Contrato de abastecimiento de gas natural.** El gas natural es uno de los principales insumos utilizados para la producción termoeléctrica, por lo que la Compañía mantiene un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo), con vencimiento en agosto de 2019, con lo cual se encuentra protegida contra la variación de los precios internacionales, además de acceder a una fuente más barata en comparación a otros combustibles. La logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú, con vencimiento en enero de 2034, y con Gas Natural de Lima y Callao, con vencimiento en agosto de 2019.
- **Fortalecimiento de perfil crediticio.** Sustentado en la amortización parcial de sus bonos corporativos, lo cual, junto a su creciente generación operativa, derivan en una mejora de la posición de Enel Generación Perú y Subsidiaria para afrontar sus obligaciones, reflejado en la tendencia decreciente del *payback* y su holgado nivel de cobertura.
- **Adecuado nivel de liquidez y gestión del circulante.** Los niveles de liquidez de la Compañía se encuentran en un nivel adecuado en línea con la mayor generación de efectivo, asimismo, es de mencionar su favorable ciclo de conversión neto. Como parte de la gestión del circulante, la Compañía mantiene líneas de crédito con las empresas del Grupo Enel por el monto de USD 200 MM³, además de mantener líneas disponibles con instituciones financieras locales de primera línea a fin de afrontar problemas de liquidez en caso se presentaran.
- **Respaldo del Grupo Enel.** La Compañía recibe respaldo en temas de *know how* de Enel S.p.A (clasificación internacional de largo plazo Baa2, BBB y BBB+) la cual posee amplia experiencia en el sector, siendo la principal empresa generadora en Italia y una de las principales en Europa.

Metodología utilizada

La opinión contenida en el informe se ha basado en la aplicación de la metodología vigente para calificación de riesgo de acciones aprobada en sesión N°004 del Comité de Metodologías con fecha 09 de julio 2016, así como la metodología para calificación de riesgo de instrumentos de deuda de corto, mediano y largo plazo, acciones preferentes y emisores aprobada en sesión N°001 del Comité de Metodologías con fecha 09 de enero de 2017.

Información utilizada para la clasificación

Información financiera: Estados Financieros auditados de los periodos 2012- 2016 y Estados Financieros no auditados correspondientes al 31 de marzo de 2016 y al 31 de marzo de 2017.

Limitaciones y Limitaciones Potenciales para la clasificación

- **Limitaciones encontradas:** No se encontró limitaciones respecto a la información presentada por la empresa.
- **Limitaciones potenciales:** El crecimiento de la Compañía depende del nivel de actividad económica del país y en especial dentro de su zona de concesión. Por tanto, las modificaciones en indicadores económicos podrían influir en el desempeño de la Compañía. Las operaciones de la Compañía se encuentran sometidas a la Ley de Concesiones Eléctricas y a las normas del marco regulatorio del sector eléctrico en el Perú. Sin embargo no puede garantizarse que la regulación vigente se mantenga inalterada en el futuro de manera que no afecten las operaciones o los resultados de la Compañía

Desarrollos Recientes

- Con fecha 11 de agosto de 2017, se informó que el 14 de agosto de 2017, la empresa "Paredes, Burga & Asociados S. Civil de R. L", firma miembro de Ernst & Young Global iniciará la auditoría externa anual de la Compañía correspondiente al ejercicio 2017.
- Con fecha 17 de julio de 2017, se informó que en Sesión de Directorio, se acordó la distribución de dividendos por el monto de S/ 41,782,681.16 (a cuenta de las utilidades que se obtengan en el ejercicio 2017).
- Con fecha 28 de junio de 2017, se informó el nombramiento de la empresa "Paredes, Burga & Asociados S. Civil de R. L", firma miembro de Ernst & Young Global como auditores externos para el ejercicio 2017.
- Con fecha 22 de junio de 2017, se hizo efectivo el cambio de denominación social de su accionista "Generalima S.A.C." por la de "Enel Perú S.A.C", de acuerdo a junta general de accionistas del 28 de abril de 2017.
- Con fecha 15 de junio de 2017, se informó que el COES-SINAC aprobó la conclusión de la operación comercial de la central hidroeléctrica Callahuanca con efectividad a partir del 15 de junio de 2017. Sin embargo, informan que dicha central se encuentra en proceso de rehabilitación debido a los daños sufridos por el Fenómeno El Niño Costero.
- Con fecha 24 de mayo, informaron que la Superintendencia del Mercado de Valores – SMV, dispuso la exclusión de oficio del "Primer Programa de Bonos Edegel", así como de los valores denominados "Bonos Edegel – Sexta Emisión" del programa antes mencionado del Registro Público del Mercado de Valores de la SMV.
- Con fecha 02 de mayo de 2017, Generalima comunicó la fusión por absorción mediante la cual absorbió a Inversiones Distrilima S.A.C, Generandes Perú S.A.C. y Eléctrica Cabo Blanco S.A.C con entrada en vigencia desde el 01 de mayo. Asimismo, indicaron que Generalima ha adquirido el 54.20% del total de acciones emitidas por Enel Generación Perú, con lo cual es el nuevo accionista mayoritario.

³ Monto aprobado en el Directorio con fecha 22 de febrero de 2017.

- Con fecha 28 de abril de 2017, se comunicó que en Juntas Generales de Accionistas de Inversiones Distrilima, Generandes Perú, Generalima y Eléctrica Cabo Blanco aprobaron llevar a cabo una fusión por absorción por la cual Generalima absorberá a Distrilima, Generandes y Eléctrica Cabo Blanco.
- Con fecha 25 de abril de 2017, en Sesión de Directorio se acordó nombrar como Presidente de Directorio al señor Carlos Temboursy Molina, así como Vicepresidente a Marco Raco.
- Con fecha 25 de abril de 2017, se informó que en Sesión de Directorio, se acordó la distribución de dividendos por el monto de S/ 77,915,066.22 (a cuenta de las utilidades que se obtengan en el ejercicio 2017).
- Con fecha 24 de marzo de 2017, se informó que mediante Junta de Accionistas Obligatoria Anual realizada el 23 de marzo de 2017, se acordó aprobar la estructuración del Sexto Programa de bonos corporativos, por un plazo de seis años improrrogables, hasta por un monto de total en circulación de USD 350MM, o su equivalente en soles.
- Con fecha 20 de marzo de 2017, se informó que la central hidroeléctrica Callahuanca se encontraba temporalmente fuera de operación luego de la crecida del río Santa Eulalia y la presencia de un huaico.
- Con fecha 23 de febrero de 2017, se informó el cambio de Gerente General efectivo a partir del 1ro de marzo 2017, mediante el cual Marco Raco asume el referido cargo en reemplazo de Francisco Pérez Thoden.
- Con fecha 15 de noviembre de 2016, se informó que la fusión por incorporación de Endesa Américas y Chilectra Américas en Enersis Américas se hará efectiva el día 1 de diciembre de 2016.

Analisis Sectorial

Entorno Macroeconómico

La economía mundial presentó mejoras en los últimos meses del 2016 y continúa su recuperación en el primer trimestre 2017, el Fondo Monetario Internacional (FMI) aumentó el pronóstico de crecimiento del PBI mundial durante el 2017 hasta 3.5%⁴, frente al 3.4% de la última previsión, mientras que el pronóstico para el 2018 se mantiene en 3.6%. Asimismo los pronósticos de la actividad de las economías de mercados emergentes y en desarrollo experimentaran un repunte, debido a recuperación parcial de los precios de las materias primas; entre tanto, el crecimiento conservará el vigor en China y muchos otros importadores de materias primas. En las economías avanzadas, la recuperación responderá ante todo al aumento proyectado del crecimiento de Estados Unidos, cuya actividad se vio frenada en 2016 por el ajuste de las existencias y la debilidad de la inversión.

Para el cierre del 2017 según el último reporte de inflación de junio se espera un menor dinamismo con relación al 2016, esto como consecuencia de retrasos de algunos importantes megaproyectos de infraestructura en el contexto de casos de corrupción que son investigados, así como a los efectos negativos relacionados al fenómeno El Niño Costero, los cuales afectarían principalmente la evolución de los sectores agropecuario, pesca, manufactura primaria y servicios. El gobierno ha tomado medidas para impulsar la inversión pública, las cuales incluirán obras de reconstrucción por los desastres naturales, que buscan mitigar en cierta medida el menor nivel de inversión privada, con lo cual se espera un crecimiento del PBI de 2.8%. Asimismo, las proyecciones para la demanda interna se han ajustado de 3.3% a 1.9%, en relación principalmente a las proyecciones para la inversión privada fija, que pasó de 2.5% a -1.8 %. La proyección para la inversión pública se ajustó de a 11.0% a 7.0%.

Por otro lado, durante el primer trimestre 2017 el PBI de Perú creció 2.1%, tasa inferior al 4.5% obtenido en el primer trimestre 2016 debido al menor crecimiento de los sectores primarios 4.4% (10.3% al primer trimestre 2016), especialmente afectados por la minería metálica. Durante el primer trimestre 2017, el sector comercio creció 0.1%, menor al 2.8% del mismo periodo del año anterior; construcción se contrajo en -5.3% y agropecuario -0.8%. Minería e hidrocarburos creció en 4.1%, menor al 15.7% registrado al primer trimestre 2016.

PRINCIPALES INDICADORES MACROECONÓMICOS

INDICADORES	ANUAL						PROYECCIÓN ANUAL**	
	2012	2013	2014	2015	2016	Marzo 2017	2017	2018
PBI (var. %real)	6.00%	5.80%	2.40%	3.30%	3.90%	2.1%	2.8%	4.2%
PBI Electr & Agua	5.80%	5.50%	4.90%	5.90%	7.30%	1.00%	3.1%	4.5%
PBI Minería e Hidrocarb.(var.% real)	2.80%	4.90%	-0.90%	9.50%	16.30%	4.1%	4.3%	7.1%
PBI Construcción (var.% real)	15.10%	8.90%	1.90%	-5.80%	-3.10%	-5.3%	-0.7%	8.0%
Remuneración Mínima Vital (S/)	719	750	750	750	850	850	850	850
Inflación (var.% IPC)	0.20%	2.90%	3.20%	4.40%	3.20%	4.00%	2% - 2.5%	2% - 2.2%
Tipo de cambio promedio (US\$)	2.64	2.7	2.84	3.19	3.38	3.29	3.35	3.40

**BCRP Reporte de Inflación Junio 2017 y Expectativas Macroeconómicas

Fuente: BCRP, MEF / Elaboración: PCR

Estructura del Sector Eléctrico

Las actividades que se desarrollan en el sector eléctrico peruano comprenden: i) Generación, que consiste en la producción de energía, ii) Transmisión, que consiste en el transporte de energía de alta tensión, iii) Distribución, relacionado al transporte de energía de media y baja tensión, iv) Comercialización, el cual está relacionado a las transacciones monetarias y iv) Operación, encargado de coordinar las transacciones físicas de energía entre la oferta y demanda.

⁴ Perspectivas de la economía mundial - informe World Economic Outlook (WEO).

Los intercambios físicos de energía en el Perú empiezan con el mandato del Comité de Operación Económica del Sistema (COES), el cual ordena primero inyectar al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) la energía producida por las generadoras más eficientes, con el objetivo de formar un pool de energía al menor costo posible. Esta energía es transportada por las empresas de Transmisión hacia las subestaciones reductoras de voltaje para luego ser transportada por las distribuidoras o despachada a los clientes libres⁵. Si la energía es derivada a las distribuidoras, se transportan principalmente a los clientes regulados⁶, aunque las distribuidoras también pueden abastecer a los clientes libres.

Por otro lado, los intercambios monetarios se definen en base a clientes mayoristas y minoristas. La primera, se refiere a la comercialización que existe entre generadores, distribuidores y clientes libres; mientras que la segunda, a la comercialización con los usuarios regulados. Dependiendo del tipo de mercado, los mecanismos de asignación de precios pueden basarse en contratos bilaterales, licitaciones y tarifas reguladas.

Esquema tarifario a clientes mayoristas

Una característica principal del sistema centralizado de suministro de energía eléctrica (*mandatory pool*) es que las transacciones físicas de energía no se corresponden exactamente con las transacciones financieras, por tanto puede haber diferencias entre los contratos (por tanto los precios pactados) y la cantidad de energía suministrada, que se remuneran según la diferencia provenga de un generador o una distribuidora. Según el tipo de contrato los precios pueden ser de dos tipos: **precios libres**, si los contratos son bilaterales, o **precios firmes**, si los compromisos se han llevado a cabo a través de una subasta. Los precios libres pueden ser cobrados tanto por distribuidoras como por generadoras, en tanto los precios firmes solo son cobrados por las generadoras y únicamente a las distribuidoras.

Adicionalmente, si el generador no produce toda la energía contratada (o produce de más), deberá comprar (vender) la energía faltante (sobrante) al **precio spot**, que corresponde al costo del último generador que abasteció de energía según las instrucciones del COES. Mientras que si la distribuidora suministra mayor energía de la estimada, pagará por el adicional los **precios en barra**, regulados por OSINERGMIN y calculados en base a los precios básicos de energía y potencia⁷ y los peajes de transmisión.

Esquema tarifario a clientes minoristas

Las tarifas cobradas a los clientes minoristas (o regulados) son producto del agregado de los precios de generación, los peajes de transmisión y el valor agregado de distribución. Los precios de generación han sido establecidos según los mecanismos mencionados anteriormente entre las generadoras y las distribuidoras. Los mecanismos de compensación para las empresas de transmisión y distribución en cambio son determinados en compensación a los costos incurridos, pues son compañías que se desarrollan dentro de un mercado monopólico.

Entorno Energético

El desempeño del sector eléctrico presenta una alta correlación con el crecimiento de la economía, sin embargo, en periodos de bajo crecimiento económico, la demanda de energía se sustenta por el consumo y el crecimiento de la población, en tanto la variabilidad de la demanda por energía eléctrica resulta siendo menor al del PBI. A marzo 2017, el total de energía producida fue de 12 288.1 GWh, superior en 1.9% a lo registrado en marzo 2016. Las exportaciones netas de energía sumaron - 10.7 Gwh, monto menor a lo registrado en marzo 2016 (37.9 Gwh), a consecuencia de que en el primer trimestre de 2017 solo se registraron importaciones. Cabe mencionar, que a la fecha se mantiene intercambios comerciales únicamente con Ecuador⁸. En cuanto a la demanda máxima de energía, ésta se ubicó en 6.56 GWh habiendo crecido en 0.8% en relación a similar mes del 2016.

La tarifa en barra ponderada⁹ se ubicó en 45.66 US\$/MWh, superior al 42.23 US\$/MWh que registró en marzo 2016. El incremento tarifario en mercado regulado ha venido acompañado de las mayores inversiones realizadas en el parque generador que son financiadas con los precios que se cobran a los usuarios regulados; el crecimiento en el tipo de cambio que afecta los contratos privados bajo licitación, puesto que son indexados al dólar; y el crecimiento de los precios del gas natural. Adicionalmente, durante el 2015 y 2016, el incremento tarifario al cliente regulado ha incluido un Cargo por Afianzamiento de Seguridad Energética (CASE)¹⁰ ligado al GSP para asegurarle al concesionario un ingreso garantizado de US\$ 930 MM anuales. Para el 2017 se prevé un mayor crecimiento de la tarifa regulada en vista de las nuevas plantas de energía renovable y las expectativas al alza del tipo de cambio.

⁵ Clientes con una demanda máxima anual superior a 2,500 kw. Suelen ser importantes complejos mineros, comerciales e industriales.

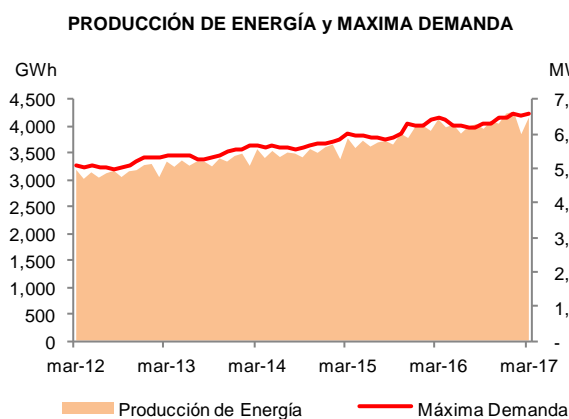
⁶ Clientes con una demanda máxima anual inferior a 200 kw. Suelen ser los hogares.

⁷ El precio básico de energía es la retribución directa al suministro de energía, mientras que el precio básico de potencia es la compensación a los costos de inversión y mantenimiento de la capacidad de las generadoras. Estos precios se actualizan según el factor de energía y factor de potencia, que a su vez dependen del tipo de cambio, el precio del petróleo Diésel, precio del gas natural, tasa arancelarias para importar maquinaria de generación eléctrica, entre otros.

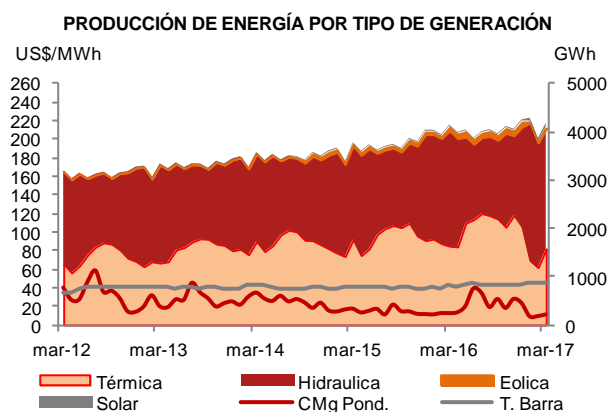
⁸ En aplicación a los contratos de suministro de electricidad para la exportación e importación que mantienen las empresas eléctricas Enel Generación del Perú y Enersur S.A. con la empresa Pública Estratégica Corporación Eléctrica del Ecuador Celec EP.

⁹ Esta tarifa remunera los costos fijos y variables de las centrales de generación eléctrica e incluye la tarifa de sistema principal y garantizado de transmisión.

¹⁰ En marzo 2017, ante la terminación de la concesión a causa de incumplimiento de una obligación contractual por parte del Concesionario, Osinergmin dispuso dejar sin efecto el Cargo por Afianzamiento de la Seguridad Energética.



Fuente: COES / Elaboración: PCR



Fuente: COES / Elaboración: PCR

Por su parte, en el mercado libre, tanto los precios *spot* y *libres* se han reducido consistentemente en los últimos dos años, que en línea con el incremento de la oferta de generadoras y el menor crecimiento esperado de la demanda de energía, ha impulsado los precios no regulados a la baja, favoreciendo a los grandes consumidores (clientes libres) y perjudicando a algunas generadoras.

Por su parte, los costos marginales se ubicaron en 10.96 US\$/MWh para marzo 2017 (marzo 2016: 12.36 US\$/MWh) logrando mantener márgenes positivos para la generación de energía en el mercado regulado.

Generación

Las actividades de generación en el Perú están normadas dentro de un esquema de libre competencia en el que cualquier compañía se puede establecer como generadora, sin embargo, el mercado aún muestra cierta concentración de la producción en las seis principales¹¹ compañías que producen el 59.6% del total de energía eléctrica. Asimismo, el 80.8%¹² de esta producción proviene del centro del país, lo que limita el suministro hacia las demás zonas productivas y complejos mineros que se encuentran dispersas en todo el territorio peruano.

Las compañías de generación obtienen los recursos energéticos principalmente del agua (64.8%) y el gas natural (29.8%). En relación a los recursos hídricos, el país es provisto de 16 cuencas hidrográficas que favorecen y fomentan la inversión en Centrales Hidroeléctricas, sin embargo, debido a la estacionalidad del ciclo hidrológico, y el crecimiento de la demanda de energía, el Estado ha visto oportuno la diversificación hacia otras fuentes de energía. Por tanto, se ha ido fomentando el mayor uso de energía renovable y Gas natural (GN). La capacidad de suministrar este último, se ve limitada por la reducida disponibilidad de redes de distribución de gas en el Perú, y las obras paralizadas del Gaseoducto Sur Peruano (GSP)¹³, que según el informe del COES¹⁴ se indica que de no disponer del GSP al 2024, el costo marginal promedio mensual máximo al 2028 se elevaría de 62 US\$/MWh hasta 284 US\$/MWh. Esto en línea con la puesta en operación de las centrales eléctricas del Nudo Energético del Sur, que de no contar con el gas natural seguirán operando con Diésel¹⁵.

Transmisión

El subsector de transmisión es potencialmente monopólico dado que cuenta con un total de 26,721 km¹⁶ de líneas de transmisión provistas por 14 compañías, entre las que destacan la Red de energía del Perú y el Consorcio Transmantaro con el 32.0% del total de la longitud de las líneas de transmisión. Debido a que la generación de energía eléctrica se concentra en el centro del país, estas compañías presentan una restricción importante en la distribución de energía hacia otras zonas del Perú, los cuales ponen en riesgo el suministro oportuno y fiable del SEIN. De esta forma, según el informe del COES¹⁷, las contingencias más críticas que deterioran la seguridad del sistema en el corto plazo, se encuentran mayormente en la zona Norte y Centro Oriente, específicamente en Piura Oeste, Chimbote, Tingo María y Moyobamba. La mayor demanda de energía en estas zonas puede causar la sobrecarga de las líneas de transmisión.

Se enfatiza que a consecuencia de la sobrecarga de energía eléctrica se generan las pérdidas de energía, las cuales han venido creciendo sostenidamente desde diciembre 2014, pasando a registrar en diciembre 2016 un nivel de 6.47%. Así

¹¹ A marzo 2017, las principales empresas de generación son: Engie (15.2%), Electroperú (13.2%), Enel Generación Perú (11.7%), Kallpa Generación (7.4%) y Empresa de Generación Huallaga (6.3%).

¹² Con información disponible a Dic.16.

¹³ Se tiene proyectado que la adjudicación a un nuevo concesionario se realice en el primer trimestre de 2018.

¹⁴ Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 – 2028, actualizado al 27/02/2017.

¹⁵ Para el 2024 de no contar con el Gas Natural del GSP, el diésel deberá ser importado.

¹⁶ Con información disponible a Dic.16.

¹⁷ Informe de Diagnóstico de las Condiciones Operativas del SEIN 2019 – 2028, actualizado al 27/02/2017.

mismo, el total de las líneas de transmisión se incrementó en 3.5% en relación al 2015, crecimiento menor a lo experimentado al año previo.

Distribución

A diferencia del subsector de generación, las compañías de distribución operan bajo un régimen de monopolio en una zona de concesión determinada a plazo indefinido. En el país existen 23 compañías distribuidoras, de las cuales 2 de ellas concentran el 56.0% de la facturación anual, en vista que suministran energía a Lima. Asimismo, son solo estas dos compañías pertenecientes al sector privado, las 21 restantes son propiedad del Estado. La privatización completa del sector de distribución resulta en principio complicada, en tanto los clientes regulados de zonas rurales suelen ser subsidiados por el Estado, por tanto los actuales ingresos obtenidos en las zonas de concesión no cubrirían los costos de inversión privado. Adicionalmente, las zonas rurales se caracterizan por su geografía agreste y la dispersión de sus pobladores, por lo que no se puede aprovechar las economías de densidad¹⁸, incrementándose el costo medio y las pérdidas de energía.

El hecho de que la mayor cantidad de empresas distribuidoras estén concentradas en empresas públicas, dificulta además las inversiones de largo plazo, que son fundamentales en el sector energético. Efectivamente, el corte político de las compañías limita la adquisición de deuda y las somete al presupuesto público del País, lo que les lleva a una menor cobertura del servicio ofertado.

Proyectos de inversión

A junio 2017, se espera un menor dinamismo en diferentes proyectos de inversión, como consecuencia de los casos de corrupción que vienen siendo investigados. Los anuncios de proyectos de inversión privada para los años 2017 - 2018 ascienden a USD 16.6 mil MM, de los cuales, el sector energía representa el 8.5% del monto inversión prevista, por debajo del sector minero (30.8%), sector de hidrocarburos (12.6%) y el sector de infraestructura (16.2%).

Se estima que proyectos como la Central Térmica Domingo Olleros – Ciclo Combinado y la de Pacífico Sur inicien operaciones comerciales el 2018. Para ello, a través del Plan Energético Nacional, el Estado fomenta el desarrollo de centrales hidroeléctricas y de generación de energías renovables no convencionales (solar, eólica, entre otras). El anuncio del proyecto del Parque Eólico Samaca es una muestra del compromiso por el desarrollo de energías no convencionales en el país.

PRINCIPALES ANUNCIOS DE PROYECTOS DE INVERSIÓN EN EL SECTOR ENERGÍA: 2017-2018¹⁹

Empresa	Proyecto de inversión
Corsán - Corvian	Central Hidroeléctrica Molloco
Luz del Sur	Central Termoeléctrica Pacífico Sur
Termochilca	Central Térmica Domingo Olleros-Ciclo Combinado

Fuente: BCRP / Elaboración: PCR

Aspectos Fundamentales

Reseña

Enel Generación Perú (antes Edegel S.A.A.) se remonta a la constitución de Empresas Eléctricas Asociadas en el año 1906, empresa privada dedicada a la generación, transmisión y distribución de electricidad, la cual fue estatizada en el año 1974. Luego, mediante la promulgación de la Ley de Concesiones Eléctricas en 1992, el Estado Peruano aprobó la separación de la compañía estatal (Electrolima) en tres diferentes unidades de negocio (generación, transmisión y distribución). Es por ello que en enero de 1994, se crea la Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A. (EDEGEL), dedicada únicamente al negocio de generación eléctrica de Electrolima.

El 30 de noviembre de 1995, Edegel fue transferida al sector privado a raíz de la venta del 100% de las acciones de clase "A" al consorcio Generandes, lo que finalmente dio lugar en 1996 a la constitución de una nueva sociedad, denominada Edegel S.A. (Edegel), que absorbió los activos y pasivos correspondientes a la generación de electricidad. En este proceso, la Compañía adquirió el Convenio de Estabilidad Jurídica que el Estado Peruano había celebrado con Empresa de Generación Eléctrica de Lima S.A.

Posteriormente, en el año 1998 se llevó a cabo la modificación de su estatuto social con el fin de adaptarse a su condición actual de sociedad anónima abierta, con lo cual cambió su razón social a Edegel S.A.A. (en adelante, Edegel). En junio de 2006, se dio la fusión por absorción de Empresa de Generación Termoeléctrica Ventanilla S.A. (Etevensa) – empresa perteneciente a Endesa Chile - por parte de Edegel. A raíz de la fusión, Edegel añadió la planta termoeléctrica de Ventanilla a su portafolio de generación eléctrica, mientras que se hizo responsable de las obligaciones resultantes

¹⁸ Hace referencia a la reducción de los costos medios conforme se incrementa el aprovechamiento de la red o de la capacidad instalada, en el caso de las distribuidoras a partir de un mayor número de usuarios.

¹⁹ Fuente: BCR Reporte de Inflación - Junio 2017.

de la adjudicación. En octubre de 2016, mediante Junta General de Accionistas, se aprobó la modificación del estatuto social como consecuencia del cambio de denominación social; la denominación pasó a ser Enel Generación Perú S.A.A.

Subsidiaria

El 14 de abril del 2000, Enel Generación Perú (antes Edegel) y Peruana de Energía S.A. (en adelante, Perené), firmaron un acuerdo de asociación con el objeto de desarrollar los proyectos hidroeléctricos de Yanango y Chimay. Posteriormente, dicho contrato fue resuelto, con lo que Enel Generación Perú se convirtió en la propietaria de ambos proyectos, mientras que Perené pasó a ser un financista de los mismos. El 01 de diciembre de 2005, Perené solicitó la constitución de una empresa con los activos, pasivos y derechos de ambas centrales, por lo que Chinango S.A.C. (en adelante, Chinango) fue constituida mediante escritura pública el 24 de marzo de 2008, con el objetivo de llevar a cabo actividades de generación, comercialización y transmisión de energía eléctrica. Chinango entró en operación el 31 de mayo de 2009. Enel Generación Perú posee el 80% del capital social de Chinango y el 20% restante es propiedad de Perené.

Grupo económico

Enel Generación Perú, matriz de Chinango, pertenece al grupo Enel Perú S.A.C. (antes Generalima S.A.C.), empresa dedicada a actividades relacionadas con la generación eléctrica, directamente o a través de sociedades con objeto social similar, y a adquirir, mantener, explotar y vender inversiones en activos de sociedades dedicadas a generación eléctrica, siendo titular del 54.20% de las acciones de la Compañía.

Enel Perú S.A.C. pertenece al Grupo Económico Enel S.p.A (en adelante, Enel), a través de la subsidiaria Enel Américas S.A. Enel es la empresa más grande de Italia dedicada a la producción y distribución de electricidad y gas natural. Sus principales operaciones se concentran en Europa, América Latina y América del Norte, asimismo, cuenta con presencia en África. Cuenta con una clasificación internacional de largo plazo Baa2 (perspectiva estable), BBB (perspectiva positiva) y BBB+ (perspectiva estable).

Enel Américas S.A. pertenece al grupo italiano Enel, antes se denominó Enersis S.A., y posteriormente Enersis Américas S.A. Es una empresa constituida y existente conforme a las leyes chilenas. Es titular del 29.40% de las acciones de Enel Generación Perú a partir del 1 de diciembre de 2016, al haberlas adquirido como consecuencia de la fusión por la que absorbió a su filial Endesa Américas S.A., la que previamente las adquirió al haberle sido asignadas a su favor a inicios del año 2016 por Empresa Nacional de Electricidad S.A. (Endesa S.A.), como parte de la operación societaria de división efectuada por dicha empresa.

En marzo 2016, Endesa Chile S.A. y Enersis S.A. cambiaron su razón social a Endesa Américas S.A. y Enersis Américas S.A. y el 01/12/2016 entró en vigencia la fusión mediante la cual, Enersis Américas S.A. absorbió a sus filiales Chilectra Américas SA y Endesa Américas SA, y modificó su razón social a Enel Américas SA.

Se resalta que las operaciones derivadas de la reorganización no necesitaron aportes adicionales de recursos por parte de los accionistas, y no tuvieron impacto alguno en las operaciones de Enel Generación Perú, salvo la transferencia directa y/o indirecta de acciones emitidas por la Compañía entre empresas pertenecientes al Grupo Enel, esto sin alterar la unidad de decisión y control dentro de Enel Generación Perú.

El 03 de setiembre del 2014 Enel Américas S.A. (antes Enersis S.A.) adquirió la totalidad de las acciones de las que INKIA Americas Holding era titular indirectamente en Generandes S.A. (a través de Southern Cone Power Perú), equivalentes al 39.01% de las acciones emitidas por esta última, con lo cual el Grupo Enel es propietario del 100% de las acciones de Generandes.

Responsabilidad Social Empresarial

Producto del análisis efectuado, consideramos que Enel Generación Perú tiene un nivel de desempeño sobresaliente²⁰, respecto a sus prácticas de Responsabilidad Social Empresarial.

La empresa realizó un proceso formal de identificación de grupos de interés. Producto de este proceso, se han llevado a cabo acciones de participación con sus grupos de interés, las cuales forman parte de un programa formal. Asimismo, la empresa realiza acciones orientadas a promover la eficiencia energética, para lo cual ha implementado el Sistema de Gestión de la Energía en base a la norma ISO 50001 para determinar los sistemas y equipos susceptibles. Respecto a la gestión de residuos sólidos, esta se realiza mediante un proceso de segregación, almacenamiento, transporte y disposición final. Por otro lado promueve el uso racional del recurso hídrico en sus centrales hidráulicas cumpliendo con las normas ambientales. Además de realizar dichas acciones de optimización de los recursos naturales, la empresa también realiza la evaluación ambiental de sus proveedores. Por otro lado, la empresa no ha sido sujeta a multas o sanciones ambientales por parte del organismo regulador.

²⁰ Categoría RSE1, donde RSE1 es la categoría máxima y RSE6 es la mínima.

Con relación al aspecto social, en su Código de Ética se contempla la igualdad de trato y no discriminación para los colaboradores y en general en todos sus grupos de interés. La empresa se encuentra comprometida con los principios del Pacto Mundial, por lo cual el directorio aprobó en el 2013 la Política de Derechos Humanos que recoge principios en el ámbito laboral, como el apoyo a la eliminación del trabajo forzoso u obligatorio, además del apoyo de la abolición del trabajo infantil. Por otro lado, se verificó que la empresa otorga todos los beneficios de ley a sus trabajadores y familiares. Finalmente, la empresa cuenta con programas de participación en la comunidad, tales como Café Curibamba Pampa de Oro, campañas médicas de salud, mejoramiento de infraestructura rural, campañas escolares, navideñas entre otras.

Gobierno Corporativo

Producto del análisis efectuado, consideramos que Enel Generación Perú tiene un nivel de desempeño óptimo²¹, respecto a sus prácticas de Gobierno Corporativo.

Enel Generación Perú es una persona jurídica bajo la denominación de Sociedad Anónima Abierta de acuerdo a la Ley General de Sociedades. El Capital Social de la compañía totalmente suscrito y pagado es de S/ 2,545,960,353.20 (Dos mil quinientos cuarenta y cinco millones novecientos sesenta mil trescientos cincuenta y tres y 20/100 Soles) representado por 2,893,136,765 acciones de valor nominal S/ 0.88 cada una, gozando todas de iguales derechos y prerrogativas. A la fecha, la estructura accionaria de Enel Generación Perú está compuesta principalmente por Enel Perú S.A.C. y Enel Américas S.A.

ESTRUCTURA ACCIONARIA			
Accionista	Participación	Nacionalidad	Grupo Económico
Enel Perú S.A.C.	54.20%	Peruana	Enel
Enel Américas S.A.	29.40%	Chilena	Enel
Otros accionistas	16.40%	-	-

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Según el Estatuto Social de Enel Generación Perú, sus órganos de gobierno son la Junta General de Accionistas, el Directorio y la Gerencia. La Junta General de Accionistas es el órgano supremo de la sociedad, teniendo las atribuciones definidas en los Art. 28° y 29° del Estatuto Social. Asimismo, la administración de la sociedad está a cargo del Directorio y del Gerente General. Las facultades del Directorio están estipuladas en el Art. 44° del Estatuto Social, y las del Gerente General en el Art. 47° del mismo. El Directorio está conformado por siete (7) miembros, siendo dos (2) de ellos independientes, de acuerdo a la definición de independencia de la empresa.

En enero de 2015, se aceptó la renuncia del Sr. Ignacio Blanco Fernández como Presidente del Directorio, cargo que desempeñó por 5 años, y se procedió a nombrar al Sr. Carlos Temboury Molina como Director titular y Presidente del Directorio. El Sr. Temboury es ingeniero industrial, con más de 20 años de experiencia en el sector eléctrico, los que incluyen al Grupo. Ha desempeñado su labor en España, Italia, Francia e Irlanda, resaltando que en este último ocupó también la posición de Country Manager. Los miembros del Directorio poseen amplia experiencia en el sector eléctrico, así como en los sectores de comercio e industria, asimismo, gran parte de sus miembros desempeñan cargos en el Grupo Endesa.

A partir del 1ro. de marzo de 2017, Marco Raco asumió el cargo de Gerente General. El Sr. Raco se desempeña también como *Head of Thermal Generation* de Enel en Perú, y cuenta con experiencia en gestión de actividades de mejora de calidad y proyectos de intercambio de buenas prácticas. Entre su trayectoria resalta el cargo de Gerente de Optimización de Operaciones en Enel Rusia, así como su desempeño como Director de diversos departamentos en las divisiones de Generación y Gestión de Energía en Enel Italia. Tanto los miembros del Directorio como de la estructura administrativa cuentan con una adecuada solvencia económica.

COMPOSICIÓN DE DIRECTORIO Y ESTRUCTURA ADMINISTRATIVA			
DIRECTORIO		PLANA GERENCIAL	
Carlos Temboury Molina	Presidente	Marco Raco	Gerente General
Marco Raco	Vice Presidente	Daniel Abramovich A.	Gerente Asesoría Legal
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario	Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Finanzas y de Planificación y Control
Guillermo Lozada Pozo	Director		
Joaquín García Calderón	Director		
Rocío Pachas Soto	Director		
Claudio Herzka Buchdahl	Director		
Eugenio Calderón López	Director		

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

El 23 de marzo de 2017, se realizó la Junta Obligatoria Anual de Accionistas, la cual fue convocada mediante publicación en el diario "El Peruano", además de reportarlo como hecho de importancia, con una anticipación de 29 días antes de la fecha fijada para la celebración de la misma.

²¹ Categoría GC2, donde GC1 es la categoría máxima y GC6 es la mínima.

La empresa cuenta con un Código de Ética formalmente aprobado y contiene una sección dedicada a la prevención de los conflictos de interés dirigida a todo el personal de Enel Generación Perú. La empresa elabora sus EEFF de acuerdo a las NIIF emitidas por el IASB, siendo estos auditados por una empresa de reconocido prestigio. Por otro lado, se verificó que la empresa cuenta con una política de gestión de riesgos. Asimismo, se verificó que los EEFF auditados presentaron una opinión favorable por parte del auditor externo, las mismas que fueron explicadas debidamente a la Junta Obligatoria Anual, según consta en actas. Finalmente, es de mencionar que la empresa incluye una sección de Gobierno Corporativo en su Memoria Anual.

Operaciones y Estrategia

Operaciones

El giro de negocio de Enel Generación Perú y Subsidiaria (en adelante, EGP o la Compañía), es la generación y comercialización de energía y potencia. Actualmente cuenta con 9 Centrales de Generación. Las centrales hidroeléctricas²², tienen una antigüedad mayor a 40 años, a excepción de Yanango y Chimay, las cuales iniciaron sus operaciones en el año 2000. Por el lado de las centrales térmicas, la planta de Ciclo Combinado inició operaciones en el año 2006, resaltando que fue la primera central de dicho tipo en Perú –actualmente se cuenta con 3-, y la primera que utiliza gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea. Entre las ventajas más relevantes de una planta de Ciclo Combinado se encuentran la mayor eficiencia, lo cual tiene un impacto positivo en los costos variables y márgenes de rentabilidad de la empresa. Asimismo, este tipo de plantas contribuye a la conservación del medio ambiente, dado que sus emisiones son más bajas.

La Compañía mantiene una estrategia de diversificación en la generación eléctrica. Los dos tipos de centrales que posee, le otorgan una ventaja en lo que respecta a factores intrínsecos que afectan a las mismas, como en el caso de la generación hidráulica, debido a que enfrenta periodos de estiaje²³ entre los meses comprendidos entre mayo a octubre, lo cual puede ser mitigado con generación térmica. En cuanto a los costos, la generación hidroeléctrica posee costos fijos altos, y costos variables bastante bajos, mientras que lo contrario sucede para la generación termoeléctrica (costos fijos bajos y costos variables elevados).

CENTRALES DE GENERACIÓN

Centrales Hidroeléctricas	Ubicación	Río – Cuenca - Embalse	Caudal
Huinco	Lima - Huarochirí	Santa Eulalia - Marcapomacocha	25 m ³ /seg
Matucana	Lima - Huarochirí	Rímac - Yuracmayo	15.8 m ³ /seg
Callahuanca*	Lima - Huarochirí	Rímac – Santa Eulalia	23 m ³ /seg
Moyopampa	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	17.5 m ³ /seg
Huampani	Lima - Lurigancho	Rímac – Santa Eulalia	21 m ³ /seg
Yanango**	Junín – San Ramón	Tarma - Yanango	20 m ³ /seg
Chimay**	Junín - Jauja	Tulumayo	82 m ³ /seg
Centrales Térmicas	Ubicación	Plantas	Combustible
Santa Rosa	Lima - Lima	UTI – Ciclo Abierto	Diesel 2 / Gas natural
Ciclo Combinado Ventanilla	Lima - Callao	Ciclo Combinado	Gas natural

*A junio 2017, se encuentra fuera de operaciones por los daños sufridos por el Fenómeno El Niño Costero.

**Propiedad de Chinango S.A.C.

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Para la producción termoeléctrica, la compañía utiliza principalmente gas natural como insumo, por lo que está sujeta a la variación de sus precios internacionales. Para minimizar los riesgos que se derivan de las fluctuaciones de sus cotizaciones, Enel Generación Perú y Subsidiaria mantienen un contrato de adquisición de gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea (a precio fijo) con Pluspetrol, asumido por Enel Generación Perú tras la absorción de Etevensa, el cual vencerá en agosto de 2019, y le permite obtener una fuente energética relativamente barata frente a otras como el *diesel* para el abastecimiento de sus plantas termoeléctricas.

Asimismo, la logística del gas natural está asegurada mediante contratos de largo plazo con Transportadora de Gas del Perú (vence en enero de 2034) y con Gas Natural de Lima y Callao (vence en agosto de 2019). En lo que respecta a gestión de la calidad, las operaciones de Enel Generación Perú cumplen con todas las especificaciones de la Norma Técnica de Calidad de los Servicios Eléctricos (NTCSE). Esta norma regula principalmente la calidad del producto y de suministro. Dentro de los parámetros más importantes que se controlan son la tensión, frecuencia, perturbaciones y las interrupciones de suministro.

Clientes y contratos de suministro

Enel Generación Perú y Subsidiaria se ubica como una de las compañías líderes de generación eléctrica bruta en el Perú, lo cual le permite suscribir contratos de largo plazo con diversos clientes y vender importantes niveles de potencia. La venta de energía se realiza a clientes regulados licitados y no licitados, a clientes libres, y en el mercado spot. En este último, se da transferencias de potencia y energía entre generadores a precios spot fijados por el COES acorde con la LCE y su Reglamento.

²² Cuenta con 3 hidroeléctricas de pasada –utiliza el flujo del río para generar energía - y 4 de embalse – utiliza reservas para la generación-.

²³ Nivel de caudal mínimo alcanzado, a causa de escasez de lluvias.

La Compañía cuenta con 71 contratos de suministro de energía con clientes regulados (representan más del 50% del total de la potencia contratada), de los cuales 14 son con su relacionada Enel Distribución; el plazo se ubica entre 5 y 12 años, y la potencia máxima se encuentra en un rango de 0.3 MW a 166.7 MW. Por otro lado, cuenta con 91 contratos con clientes libres (70 a setiembre 2016) cuyos plazos fluctúan entre 1 y 28 años, con una potencia contratada que oscila entre 0.21 MW y 160 MW. Durante el 2016 entraron en vigencia aproximadamente 13 contratos, mientras que para el 2017 sería una cantidad mayor. Es de mencionar que Enel Distribución Perú y Luz del Sur representan conjuntamente un porcentaje considerable de la potencia total de clientes regulados, no obstante, sus contratos tienen una duración de alrededor de 9 años, mientras que por el lado de los clientes libres resaltan las compañías mineras Votorantim y Chinalco, las cuales representan la porción más representativa, y mantienen contratos con un vencimiento promedio de 5 años. La cartera de la Compañía se encuentra diversificada en diversas industrias, entre las que resalta el sector minero, distribuidores eléctricos, industria química, metalmecánica y textil. La participación en diversos sectores económicos la protege de retrocesos y estacionalidades que los puedan afectar.

Finalmente, EGP y subsidiaria mantienen contratos de mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que un porcentaje considerable de vencimientos se darán en el 2025.

Capacidad y Generación de Energía

Perú a lo largo de los años ha tenido un buen desempeño económico, el cual, si bien muestra signos de ralentización, se mantiene con uno de los mejores desempeños de la región, lo cual va de la mano con una mayor demanda eléctrica y por ende una mayor producción. Luego de un periodo de crecimiento continuo y una participación estable de la generación eléctrica de Enel Generación Perú y Subsidiaria en el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), su generación bruta presentó dos periodos de disminución (2012-2013), lo cual se debe en parte al término de contratos con clientes importantes, así como del retiro temporal de la unidad TG7 (Westinghouse) perteneciente a la central térmica Santa Rosa, a partir de junio 2013. La potencia efectiva de Enel Generación Perú y Subsidiaria se ubica entre las mayores del SEIN y generó alrededor del 18% del total de energía del Sistema. Cabe mencionar que el reemplazo de la turbina TG7 entró en operación comercial desde el 5 de diciembre de 2014, lo que le permite aportar 121 MW adicionales al sistema eléctrico.

La Compañía cuenta con 21 lagunas, las cuales se derivan vía túneles y canales, lo que le permite regular el caudal para generación y para abastecimiento de agua. La estacionalidad en la generación de energía, en lo que respecta a producción hidroeléctrica que se observa entre los meses de mayo a octubre, se debe a la época de estiaje; sin embargo, al contar con centrales tanto de pasada como de embalse, el efecto se mitiga. Por otro lado, en dichos meses se presenta un incremento en los costos, dado que las centrales térmicas generan más energía en dichas épocas.

CENTRALES DE GENERACIÓN

Centrales	Potencia Efectiva (MW)		Factor de Carga (%)**	
	1T16	1T17	1T16	1T17
Centrales Hidroeléctricas	785.7	786.4	71.4	71.1
Huinco	267.8	267.8	49.3	72.0
Matucana	137.0	137.0	73.7	86.3
Callahuanca ²⁴	84.2	84.2	82.4	42.0
Moyopampa	69.1	69.1	88.7	43.7
Huampani	30.2	30.9	71.2	0.0
Yanango*	42.6	42.6	87.1	91.8
Chimay*	154.8	154.8	90.0	92.6
Centrales Térmicas	896.9	893.8	52.4	41.3
Santa Rosa	417.6	414.6	28.9	18.7
Ciclo Combinado Ventanilla	479.3	479.3	72.8	60.9
Total	1,68	1,68	61.2	55.3

*Propiedad de Chinango SAC

** Relación entre generación real de energía y generación máxima en un periodo de tiempo

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR

Inversiones

Las inversiones de Enel Generación Perú y Subsidiaria se encuentran orientadas a mantener la fiabilidad de suministro. Entre las obras realizadas resaltan el mantenimiento e inspección de turbinas, mantenimiento de interruptores y puesta en servicio de nuevos sistemas de monitoreo.

Análisis Financiero

Eficiencia Operativa

Durante el primer trimestre del año, específicamente en el mes de marzo, se produjo una emergencia climática por los efectos del Fenómeno El Niño Costero con lluvias intensas y desbordes de ríos, ocasionando desconexiones de las centrales, daños en los canales de conducción de agua, dificultades para los traslados del personal por huaycos y

²⁴ A junio 2017, la Central Callahuanca se encuentra fuera de operaciones por los daños sufridos por el Fenómeno El Niño Costero, sin embargo, se encuentra en proceso de rehabilitación.

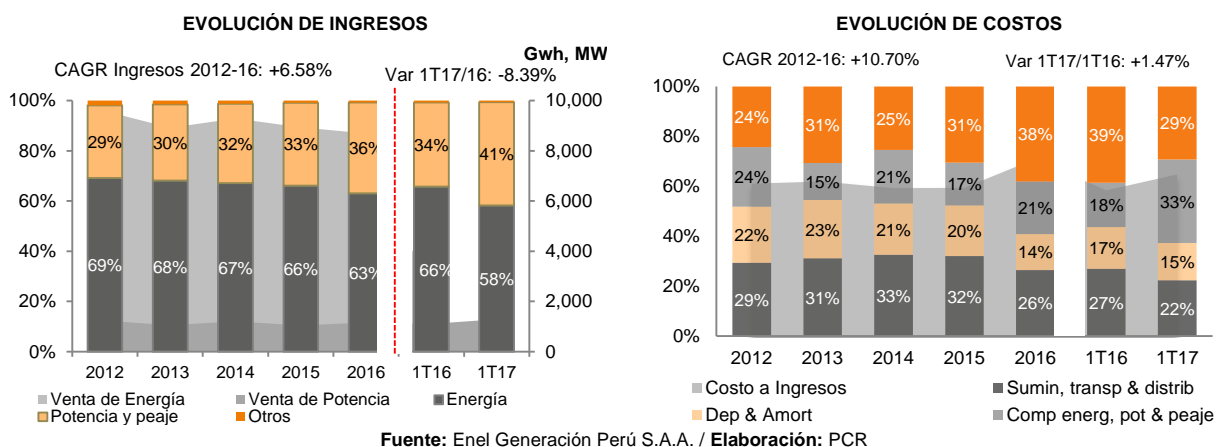
derrumbe, entre otros. A la fecha de cierre de los estados financieros a marzo 2017, no se pudo estimar la cuantía total de los daños ocurridos en las centrales, sin embargo, de acuerdo a la Compañía, los daños causados se encuentran debidamente asegurados por las pólizas corporativas vigentes. Asimismo, indican que menos del 6% de la capacidad de generación se vio afectada y se encuentran cumpliendo con todos los compromisos contractuales. Adicionalmente, Enel Generación Perú ha conseguido la exoneración regulatoria por posibles sanciones por mala calidad de suministro durante los eventos climáticos adversos.

En el primer trimestre del año, el total de ingresos alcanzó la suma de S/ 491.91 MM, menor a lo registrado en similar periodo 2016 (S/ 536.96 MM), presentando una disminución de -8.39%, debido al menor precio promedio de nuevos contratos como consecuencia de precios a la baja en el mercado de generación y por la depreciación del dólar americano. Al respecto, cabe mencionar que la tasa de crecimiento compuesta de los ingresos para el periodo 2012-16 fue de 6.58%.

A marzo 2017, la Compañía recibió ingresos principalmente de la venta de energía (58.2%), así como por potencia y peaje (41.2%); ambas fuentes dependen de la capacidad de generación de las centrales de Enel Generación Perú y Subsidiaria, y de los contratos de suministro que mantiene tanto con clientes libres como con regulados. Los factores mencionados forman parte de las ventajas de EGP y Subsidiaria, dado que cuenta con una de las mayores potencias efectivas del SEIN²⁵, lo que se deriva en una posición privilegiada para la suscripción de contratos. Asimismo, se resalta que, respecto a producción de energía en el SEIN, se mantiene entre los líderes del sector. El porcentaje restante de ingresos (0.7%) corresponde a compensaciones²⁶, COES, servicios de capacidad adicional²⁷, entre otros.

De otro lado, EGP y Subsidiaria mantienen contratos importantes, los cuales tienen vencimiento principalmente en el mediano y largo plazo, por lo que buena parte de sus ingresos son estables; resaltando que la mayor parte de la culminación de los mismos, se darán en el 2025.

Respecto al costo de ventas, al primer trimestre 2017, la mayor parte corresponde a i) compra de energía, potencia y peaje (33.5%), acorde con el nivel de ventas ii) suministro, transporte y distribución relacionados a gas natural (22.3%), resaltando que es una fuente energética más barata, iii) depreciación y amortización (14.9%), en línea con las necesidades de infraestructura requeridas por una empresa de generación eléctrica. La Compañía presenta una ventaja al contar con contratos de suministro de gas natural, dado que lo mantiene protegido de variaciones en su precio.



A marzo 2017, la variación del costo de ventas se ubicó por debajo de la tasa de crecimiento compuesta para el periodo 2012-16 (+1.47% vs. +10.70%, respectivamente). El costo de ventas que se incrementó en 1.47% respecto a marzo 2016, se produjo principalmente por el incremento de la compra de energía, potencia y peaje, el cual aumentó en un 92.1%, sin embargo, fue compensado por un menor consumo de petróleo (-99.55%), menores cargas diversas de gestión (-13.55%). Como consecuencia, la utilidad bruta se contrajo en S/ 49.65 MM (-22.2%), y el margen bruto se redujo en 6.28% respecto a similar periodo del año anterior.

La generación de la Compañía en términos operativos (EBITDA) mantiene una tendencia creciente desde el 2011²⁸, apoyado en el creciente resultado bruto. No obstante, los impactos circunstanciales del costo de ventas tuvieron como resultado una reversión de dicha tendencia para la generación al 2016 y al 1T2017, el referido indicador disminuye como

²⁵ Al 2015 representó 17.5% del total de potencia efectiva del SEIN. Al 2013 contaba con la mayor potencia del SEIN (21.6% del total), no obstante, a partir del 2014 fue desplazada por Enersur (al 2015 representó 19.3%).

²⁶ Los generadores conectados al Sistema Principal de Transmisión deben abonar a su propietario una compensación para cubrir el Costo Total de Transmisión.

²⁷ Surge del ingreso a despacho en el sistema de centrales de emergencia.

²⁸ A excepción del 2014 producto del término de contratos de suministro.

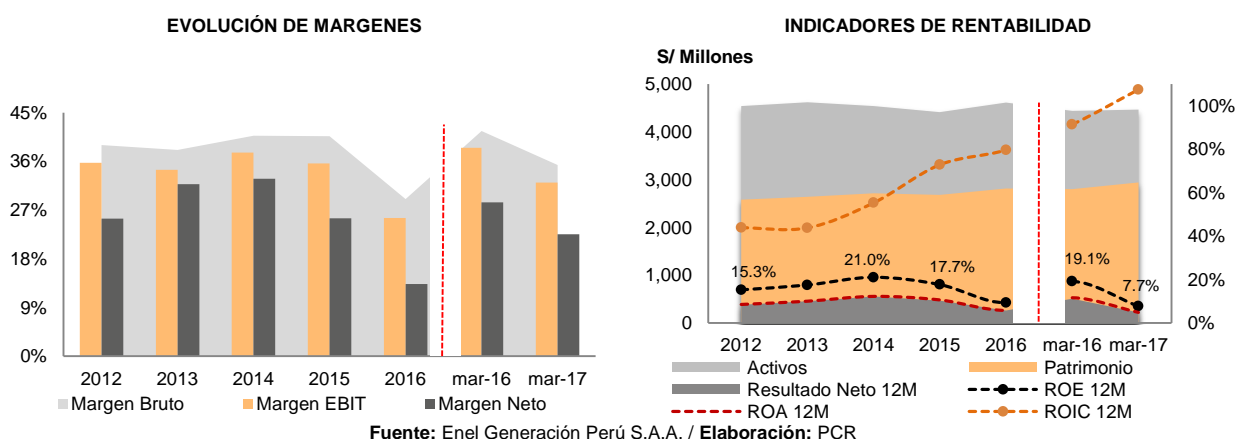
consecuencia de los menores ingresos y el mayor volumen de energía comprada en el mercado spot por la menor producción.

Los gastos operacionales de EGP y Subsidiaria evidencian un buen manejo, absorbiendo una proporción baja de los ingresos. Los gastos administrativos a marzo 2017 presentaron una disminución de 3.61% en línea con los menores ingresos.

Rendimiento Financiero

El resultado neto ha presentado un desempeño favorable a partir del 2011, sustentado principalmente en los mayores ingresos, y en menor medida en la constante disminución de los gastos financieros. Al 2015, se presentó una disminución del resultado (-S/ 88.6 MM; -15.9%), influenciado principalmente por la estimación de deterioro de cuentas por cobrar, lo cual tuvo un importante impacto en el margen operativo de la compañía²⁹. En este sentido, EGP ganó el proceso relacionado al cobro, el cual fue elevado al poder judicial. Al 2016, se generó una importante contracción (- S/ 207.0 MM; -44.2%), a pesar del ingreso extraordinario generado por la venta de líneas de transmisión³⁰, y en menor medida la disminución de gastos financieros y de la pérdida por diferencia de tipo de cambio. Si bien la presencia de eventos circunstanciales tuvo un impacto en el resultado, de no considerar el proceso judicial, aún se observa una disminución del resultado al 2016 (- S/ 62.5 MM; -16.34%), producto de la importante compra de energía del periodo, principalmente.

Al primer trimestre 2017, el resultado neto de la Compañía ascendió a S/ 110.78 MM, disminuyendo en 27.40% respecto al resultado obtenido en el primer trimestre 2016, consecuencia de un menor EBITDA. Asimismo, los indicadores de rentabilidad presentan una disminución, como consecuencia del menor resultado neto. En cuanto al ROE, éste se ubicó en 7.70% (19.13% a marzo 2016), el ROA en 4.88% (11.62% a marzo 2016), mientras que el retorno sobre el capital invertido (ROIC) ha mostrado un desempeño favorable dentro del periodo evaluado evidenciando una mayor rentabilidad, impulsado por sus resultados operativos, y en mayor medida por la importante disminución de las obligaciones financieras.



La Compañía se encuentra expuesta a las variaciones del tipo de cambio debido a sus pasivos financieros y en menor medida cuentas por cobrar a entidades relacionadas y cuentas por cobrar y pagar comerciales, resaltando el incremento de las pérdidas desde el ejercicio 2013 como consecuencia de la depreciación de la moneda nacional. La cobertura del riesgo de tipo de cambio de EGP y Subsidiaria se formula sobre la base de flujos de caja proyectados y busca mantener un equilibrio entre los flujos indexados al dólar con el nivel de activos y pasivos en dicha moneda. Asimismo, utiliza instrumentos financieros derivados para cubrirse del mismo. A marzo 2017, la Compañía presentó una pérdida por diferencia de tipo de cambio de S/ 10.87 MM (+S/ 0.98 MM a marzo 2016 y -S/ 3.27MM al cierre 2016), el aumento de la pérdida obedece a la depreciación del dólar americano.

Liquidez

La Compañía muestra mejoras en sus niveles de liquidez en los últimos años, en línea con las menores obligaciones financieras, lo que le permite atender con mayor holgura sus obligaciones operativas. Los indicadores de liquidez de Enel Generación Perú y Subsidiaria presentan fuertes incrementos en algunos periodos consecuencia en parte de dividendos declarados por empresas vinculadas y en el año 2014 por el monto correspondiente al siniestro de la Central Térmica Santa Rosa. Es de mencionar que el indicador para las compañías de generación eléctrica se ubica usualmente por debajo de la unidad, esto ligado al core del negocio, el cual al ser intensivo en CAPEX genera un nivel

²⁹ Adicionalmente, estuvo afectado por el efecto extraordinario del recupero de intereses por contingencias presentado al 2014, y el incremento de la diferencia de cambio, el cual, sin embargo, no representó un monto representativo respecto a los ingresos.

³⁰ Venta de líneas de transmisión de 60 kV y 220 kV realizada a Conelsur LT S.A.C.

de obligaciones financieras acorde con esta característica, por lo que en los pasivos circulantes se observan montos importantes correspondientes a la parte corriente de la deuda de largo plazo.

A marzo 2017, el indicador de liquidez fue de 1.46 veces, registrando un incremento respecto al 2016 (1.40 veces), alcanzando su punto más alto dentro del período evaluado. Al respecto, se observa una mayor reducción del pasivo corriente en -17.54% respecto a diciembre 2016, frente a la caída de -13.94% de los activos corrientes.

Por el lado de los activos corrientes, se observó una reducción de 19.9% del efectivo y equivalente de efectivo, principalmente por menores cuentas corrientes (-38.5%), sin embargo, se muestra un incremento del 72.23% de los depósitos. Asimismo, durante el primer trimestre, la Compañía no declaró ni pagó dividendos, ni recibieron ni otorgaron préstamos con entidades relacionadas.

Respecto a los pasivos circulantes, se observó una caída en otras cuentas por pagar de 32.6% frente a diciembre 2016 y una disminución de 28.28% de cuentas por pagar comerciales. Respecto a éste último se observó un incremento en la cuenta Entidades Relacionadas, el cual se debe al contrato de préstamo con Enel Brasil a una tasa de interés de 15.97% y con vencimiento en diciembre 2017. Asimismo, se observó un crecimiento inferior al de los activos, por la provisión que mantiene la Compañía por la controversia con Electrop Perú, la cual ascendió a S/ 144.5 MM.

El adecuado nivel de liquidez de la Compañía se sustenta adicionalmente en el plazo holgado entre el cobro a sus clientes y el pago a sus proveedores, el cual presentó una cifra considerablemente mayor en los periodos 2013-14 debido al menor periodo medio de pago como consecuencia de los contratos de mantenimiento y provisión de repuestos para las turbinas de las plantas Ventanilla y Santa Rosa, además del incremento del monto a pagar por trabajos en curso relacionados al siniestro en la Central Térmica Santa Rosa, dado que el pago de estos se dio en función de las horas de operación de las plantas térmicas. Sin embargo, en el 2016, se presentó un ciclo financiero desfavorable como consecuencia del incremento del deterioro del valor de cuentas por cobrar comerciales, generada por la facturación a Votorantim, uno de los principales clientes de la compañía, el cual se regularizó a setiembre. A marzo 2017, el promedio de cuentas por cobrar comerciales es de 62 días, y el de cuentas por pagar de 44 días, con lo cual, la Compañía mantiene el plazo holgado respecto al ciclo de conversión neto (18 días).

EGP y Subsidiaria se beneficia del Sistema de gestión financiera de circulante entre las compañías del grupo Enel en Perú (*cash pooling*), mediante la realización de préstamos a fin de optimizar los excedentes de caja. Los préstamos entre subsidiarias se realizan a tasas similares a las del mercado. Cabe mencionar que la línea actual de *cash pooling* es de USD 200 MM. Adicionalmente, se resalta el importante monto de líneas disponibles con instituciones financieras locales de primera línea a fin de afrontar problemas de liquidez en caso se presentaran, a la fecha las líneas comprometidas asciende a S/ 101.5 MM.

PCR considera que el nivel de liquidez mantenido por Enel Generación Perú y Subsidiaria es adecuado, y se fortalece por su poder de negociación, sustentado en su capacidad de generación y potencia, lo que se traslada en un ciclo de conversión cómodo. Adicionalmente, la disminución de la deuda de la Compañía, junto con sus niveles de ingresos contribuirá al fortalecimiento de la misma, asimismo, sus líneas de crédito comprometidas le brindan flexibilidad y rapidez en caso sea necesario mayor financiamiento.

Solvencia

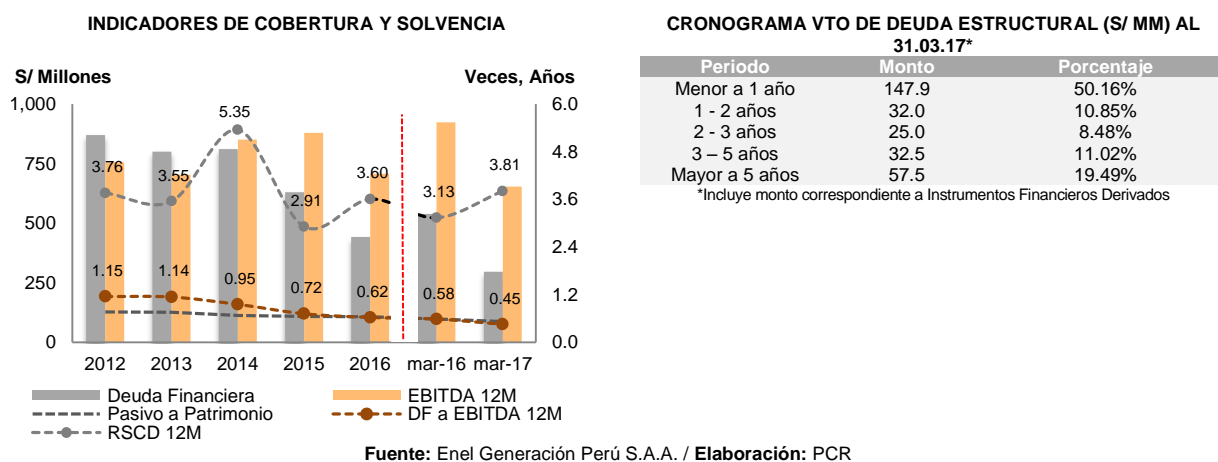
La deuda financiera de Enel Generación Perú y Subsidiaria representa 19.33% de sus pasivos, porcentaje que ha presentado una tendencia principalmente decreciente en línea con la amortización de la misma. Sus obligaciones están compuestas principalmente por i) préstamos bancarios (40.3%), los cuales presentaron una fuerte disminución en línea con el vencimiento de un préstamo con Bank Of Nova Scotia y ii) bonos corporativos (59.7% del total de la deuda financiera). A marzo 2017, venció el contrato de arrendamiento financiero suscrito con Scotiabank para la construcción de una planta de ciclo abierto en la Central Térmica Santa Rosa por un monto de USD 73.8 MM. Es de mencionar que dado que la deuda se encuentra principalmente denominada en dólares, las variaciones en el tipo de cambio impactan en el monto de deuda registrado en el balance.

El menor nivel de deuda financiera conlleva a una mejor solvencia, reflejado en el nivel de apalancamiento de la Compañía, el cual ha presentado una tendencia decreciente en línea principalmente con la amortización de los Bonos Corporativos. A marzo 2017, se observó una reducción del apalancamiento consecuencia de la menor deuda (-S/ 145.95 MM; -45.2%). Por su parte, el ratio de deuda financiera a patrimonio también presentó una mejora, ubicándose en 0.10 a marzo 2017 (dic. 2016: 0.16).

La Compañía no posee una política activa de capitalizaciones, aumentando su patrimonio principalmente por los resultados del ejercicio y disminuyendo circunstancialmente con el reparto de dividendos, no obstante, se encuentra en

un nivel adecuado de solvencia, por lo que el fuerte monto del Quinto Programa de Bonos Corporativos³¹ no presenta un problema. Esta afirmación se soporta en el bajo periodo de cancelación de la deuda financiera únicamente con su generación operativa, el cual ha venido mejorando durante el periodo de evaluación debido a la disminución de la deuda, así como la creciente generación (a excepción del presente corte en evaluación) de 0.45 años (2016: 0.62 años)³².

El ratio de servicio de cobertura de deuda ha presentado un comportamiento favorable a lo largo del periodo de evaluación, a excepción del 2015 debido al importante importe relacionado a la parte corriente deuda de corto plazo. A marzo 2017, el indicador mejoró pasando de 3.60 veces a dic. 2016 a 3.81 veces a marzo 2017³³ favorecido por la disminución de la deuda. A criterio de PCR, EGP y Subsidiaria posee una holgada cobertura de sus obligaciones financieras de corto plazo y un buen nivel de solvencia financiera.



Como consecuencia de la emisión de bonos, la Compañía debe mantener un índice de endeudamiento³⁴ por debajo de 1.50 veces, el cual cumple de manera sobresaliente (0.05 veces a marzo 2017) acorde con el cálculo para el 3er y 4to Programa de Bonos. Adicionalmente, su Subsidiaria debe mantener un nivel de deuda neta a EBITDA³⁵ menor a 3 años, y un indicador de deuda financiera neta a patrimonio menor a 1.50x (0.09 años y 0.03 veces, respectivamente). Todos los *covenants* son de cumplimiento trimestral.

Respecto al efecto del tipo de cambio, y resaltando las proyecciones de apreciación del sol, es importante considerar que dentro del cálculo de las tarifas eléctricas, está incluido el efecto del dólar sobre los costos, generando de esta manera un *hedge* natural. Al respecto, los costos de origen termoeléctrico³⁶, dependen de la cotización del dólar, en este sentido, se resalta que ante la variación del tipo de cambio, las tarifas del sector eléctrico han presentado disminuciones en línea con dicho efecto. PCR considera que el esquema de deuda financiera es adecuado para su estructura de costos e ingresos, por lo que la volatilidad cambiaria no representa un riesgo sobre la solvencia a largo plazo de EGP y Subsidiaria. Por otro lado, con el fin de cubrirse de fluctuaciones en la tasa LIBOR, sobre el préstamo bancario (mantiene tres créditos a tasa variable, los cuales representan 36.8% del total de la deuda financiera), la Compañía mantiene *swaps* de tipo de interés de largo plazo con diversas instituciones financieras y que cubren un monto nominal de USD 1.88 MM.

Instrumentos Clasificados

Bonos Corporativos

La Compañía mantiene en circulación bonos corporativos correspondientes a dos programas de emisión (Tercer y Cuarto Programa), mientras que en marzo de 2013 se aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos. El objeto de dichas emisiones de deuda es el financiamiento de las obligaciones del Emisor en general, incluyendo pero sin limitarse a i) financiamiento de inversiones, ii) refinanciamiento del pago parcial o total de su deuda, iii) atención de las necesidades de capital de trabajo y iv) cualquier otro destino que se defina.

³¹ A la fecha del presente Informe, el Quinto Programa de Bonos Corporativos ya no se encuentra vigente al haber vencido en julio 2017.

³² Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

³³ Indicadores no consideran Otros Gastos Financieros, neto.

³⁴ Neto de caja, hasta un monto por \$50 MM. Para la conversión, se utilizó el tipo de cambio bancario de compra a fin de mes calculado por el BCR.

³⁵ Calculado con EEFF Individuales de Chinango.

³⁶ incluyen compra de energía, potencia y peaje, costos por gas natural y el consumo del petróleo.

PROGRAMAS DE EMISIÓN INSCRITOS AL 31.03.17

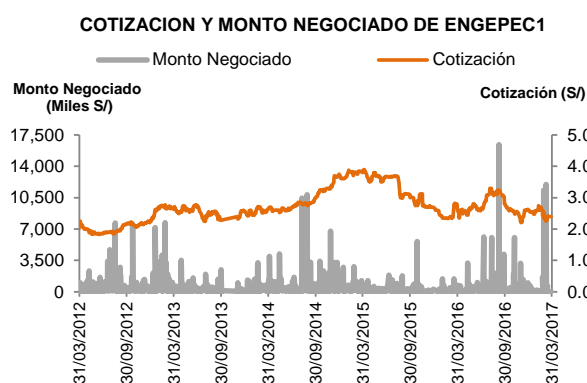
Tercer Programa de Bonos				
Aprobado en Junta General de Accionistas del 9 de junio de 2005				
Monto máximo aprobado: US\$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	1ra Emisión	3ra Emisión	8va Emisión	11ra Emisión
Monto de la Emisión	S/ 50,000,000	S/ 25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 9,523,810
Monto en Circulación	S/ 25,000,000	S/ 25,000,000	US\$ 10,000,000	US\$ 8,166,000
Series	A	A	A	A
Tasa de interés	6.3125%	6.2813%	6.3438%	7.7813%
Pago de intereses	Semestral	Semestral	Semestral	Semestral
Fecha de colocación	20-jun-07	02-jul-07	24-ene-08	19-ene-09
Fecha de redención	21-jun-22	03-jul-19	25-ene-28	20-ene-19
Cuarto Programa de Bonos				
Aprobado en Junta General de Accionistas del 31 de marzo de 2008				
Monto máximo aprobado: US\$100 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
	4ta Emisión	5ta Emisión		
Monto de la Emisión	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000		
Monto en Circulación	US\$ 10,000,000	US\$ 10,000,000		
Series	A	A		
Tasa de interés	6.4688%	5.7813%		
Pago de intereses	Semestral	Semestral		
Fecha de colocación	27-Ene-10	29-Sep-10		
Fecha de redención	28-Ene-18	30-Sep-20		
Quinto Programa de Bonos³⁷				
Aprobado en Junta General de Accionistas del 22 de marzo de 2013				
Fecha de inscripción: 23 de setiembre de 2013. Vigencia: 2 años a partir de la inscripción del programa, prorrogado durante el 2015 por 2 años más.				
Monto máximo aprobado: US\$ 350 millones (o equivalente en soles). Garantía: Patrimonio (No específica)				
Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / Elaboración: PCR				

Resguardos adicionales:

- No acordar la aplicación de utilidades para la distribución de dividendos, no acordar el pago de dividendos ya sea en dinero o especie (salvo los provenientes de capitalización de utilidades o reservas) ni pagar suma alguna o entregar bienes muebles o inmuebles, dinero, derechos, obligaciones, valores mobiliarios y demás a sus accionistas y/o afiliadas y/o subsidiarias por tal concepto en caso que se produzca un evento de incumplimiento y mientras éste no haya sido subsanado.
- No realizar cambios sustanciales en el giro de su negocio sin la aprobación previa de la Asamblea General de Obligacionistas.
- No transferir o ceder toda o parte de la deuda que asuma como consecuencia del Cuarto Programa a menos que exista un acuerdo favorable por parte de la Asamblea General de obligacionistas.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación está compuesto por 2,893,136,765 acciones comunes, íntegramente suscritas y pagadas con derecho a voto y a valor nominal de S/ 0.88. La cotización promedio durante el trimestre fue S/ 2.50 con un rendimiento de 1.33%. Al 31 de marzo 2017, su cotización alcanzó los S/ 2.38, sin embargo, durante el trimestre se observa una tendencia decreciente, un bajo coeficiente de variabilidad y desviación estándar.



DIVIDENDOS DISTRIBUIDOS POR EGP (EN MM DE S/)						
En MM de S/	2012	2013	2014	2015	2016	2017
1er Dividendo	123.2	166.1	195.2	108.5	118.1	77.91
2do Dividendo	51.5	70.3	74.5	62.0	-	41.78
Div. complementario	14.2	101.9	158.5	28.9	-	-
Total dividendos	189.0	338.3	428.2	198.3	118.1	119.70

Fuente: SMV / **Elaboración:** PCR

A marzo 2017, las acciones de EGP se ubican entre las más negociadas, reflejado en su frecuencia de negociación de 70.0%, con mayor número de operaciones, monto negociado y de mayor capitalización en el mercado bursátil peruano. Los indicadores bursátiles *Earnings Per Share* (EPS), *Bolsa Libro* (BTM) y *Price / Earnings* (P/E), han tenido un desempeño positivo a lo largo de los años, sustentado en los sólidos fundamentos de EGP y subsidiaria, lo cual se deriva en una mayor generación de valor para sus accionistas, así como en sus expectativas de desempeño. Si bien a marzo 2017 presentaron contracciones, se observa un desempeño adecuado de las acciones de la Compañía.

³⁷ A la fecha del presente Informe, el Quinto Programa de Bonos Corporativos ya no se encuentra vigente al haber vencido en julio 2017.

A la fecha, la Compañía ha repartido dividendos a cuenta del ejercicio 2017 por S/ 77.91 MM en el mes de mayo y S/ 41.78 MM en el mes de agosto. Dichas distribuciones fueron aprobadas en Sesiones de Directorio de abril y julio 2017, respectivamente.

Política de dividendos – Ejercicio 2017

La política de dividendos aprobada en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas del 23 de marzo de 2017, consiste en distribuir dividendos con cargo a las utilidades de libre disposición del ejercicio 2017 de hasta el 70% de las utilidades acumuladas al primer, segundo y tercer trimestre, pagaderos en los meses de mayo, agosto y noviembre del 2017, respectivamente, descontando en cada fecha los dividendos provisorios ya distribuidos. Asimismo, se repartirá un dividendo complementario hasta el 70% de las utilidades acumuladas al cuarto trimestre 2017, que se pagará en la fecha que determine la Junta Obligatoria Anual de Accionistas, salvo que dicha Junta acuerde modificar el destino del saldo de la utilidad de libre disposición no distribuido a cuenta durante el ejercicio.

La conveniencia de la distribución, los importes a distribuir y su fecha de pago, en su caso, serán definidos por el Directorio, en cada oportunidad, en base a la disponibilidad de fondos, planes de inversión y el equilibrio financiero de la Compañía.

**ENEL GENERACIÓN PERÚ S.A.A. Y SUBSIDIARIA
RESUMEN DE EEFF CONSOLIDADOS (EN MILES DE S/)**

Estado de Situación Financiera	dic-12	dic-13	dic-14	dic-15	dic-16	mar-16	mar-17
Activo Corriente	426,179	555,890	572,535	564,129	993,549	636,806	855,040
Activo Corriente Prueba Ácida	340,466	438,166	474,165	459,783	884,170	536,732	746,329
Activo No Corriente	4,110,084	4,062,574	3,967,868	3,850,212	3,618,767	3,798,935	3,609,532
Activo Total	4,536,263	4,618,464	4,540,403	4,414,341	4,612,316	4,435,741	4,464,572
Pasivo Corriente	430,291	585,184	447,168	604,226	709,787	600,653	585,269
Pasivo No Corriente	1,527,906	1,398,002	1,382,116	1,135,044	1,090,420	1,039,196	940,774
Pasivo Total	1,958,197	1,983,186	1,829,284	1,739,270	1,800,207	1,639,849	1,526,043
Patrimonio Neto	2,578,066	2,635,278	2,711,119	2,675,071	2,812,109	2,795,892	2,938,529
Deuda Financiera	869,104	799,665	810,267	629,218	440,868	537,887	294,919
Corto Plazo	146,020	165,417	119,760	262,155	170,280	256,141	147,936
Largo Plazo	723,084	634,248	690,507	367,063	270,588	281,746	146,983
Estado de Resultados							
Ingresos Brutos	1,524,139	1,432,443	1,701,481	1,840,060	1,966,891	536,959	491,905
Costo de Ventas	929,600	886,689	1,008,450	1,092,218	1,396,138	313,582	318,180
Gastos operacionales	49,714	52,592	52,903	92,956	69,047	16,591	15,992
Resultado de Operación	544,825	493,162	640,128	654,886	501,706	206,786	157,733
Gastos Financieros	54,761	43,610	39,088	39,794	25,751	7,132	5,055
Utilidad (Pérdida) Neta del Ejercicio	386,885	455,085	557,398	468,791	261,796	152,595	110,777
EBITDA y Cobertura							
EBITDA	755,344	702,783	850,682	879,125	707,286	260,123	206,235
EBITDA 12M	755,344	702,783	850,682	879,125	707,286	923,027	653,398
EBITDA / Gastos Financieros	13.8	16.1	21.8	22.1	27.5	36.5	40.8
EBITDA 12M / (Gts Financ. + Pte Cte)	3.76	3.55	5.35	2.91	3.60	3.13	3.81
Solvencia							
Pasivo No Corriente / Pasivo Total	0.78	0.70	0.76	0.65	0.61	0.63	0.62
Deuda Financiera / Pasivo Total	0.44	0.40	0.44	0.36	0.24	0.33	0.19
Deuda Financiera / Patrimonio	0.34	0.30	0.30	0.24	0.16	0.19	0.10
Pasivo No Corriente / Patrimonio	0.59	0.53	0.51	0.42	0.39	0.37	0.32
Pasivo Total / Patrimonio	0.76	0.75	0.67	0.65	0.64	0.59	0.52
Pasivo No Corriente / EBITDA 12M	2.02	1.99	1.62	1.29	1.54	1.13	1.44
Deuda Financiera / EBITDA 12M	1.15	1.14	0.95	0.72	0.62	0.58	0.45
Rentabilidad							
ROA 12M	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%	5.8%	11.6%	4.9%
ROE 12M	15.3%	17.5%	21.0%	17.7%	9.3%	19.1%	7.7%
ROIC 12M	8.5%	10.0%	12.3%	10.6%	5.8%	11.6%	4.9%
Margen Bruto	39.0%	38.1%	40.7%	40.6%	29.0%	41.6%	35.3%
Margen Operativo	35.7%	34.4%	37.6%	35.6%	25.5%	38.5%	32.1%
Margen Neto	25.4%	31.8%	32.8%	25.5%	13.3%	28.4%	22.5%
Calce de Cuentas de Corto Plazo							
Liquidez General	0.99	0.95	1.28	0.93	1.40	1.06	1.46
Prueba Acida	0.79	0.75	1.06	0.76	1.25	0.89	1.28
Capital de Trabajo	-4,112	-29,294	125,367	-40,097	283,762	36,153	269,771
Periodo Medio de Cobro (días)	33	38	42	47	65	52	62
Periodo Medio de Pago (días)	42	82	83	59	46	53	44
Ciclo de Conversión Neto (días)	-10	-44	-40	-13	19	-1	18
Indicadores Bursátiles							
Precio (S/)	1.99	2.54	2.83	3.42	2.76	2.47	2.50
Desviación estándar	0.13	0.14	0.33	0.40	0.31	0.15	0.12
Coefficiente de Variabilidad	6.5%	5.6%	11.5%	11.6%	11.2%	6.1%	4.9%
EPS (S/)	0.17	0.20	0.24	1.02	0.97	1.07	1.02
P/E (Veces)	11.82	12.78	11.64	19.07	30.48	12.64	32.86
BTM (Veces)	1.77	2.21	2.39	3.34	2.84	2.31	2.46
Patrimonio Bursátil (S/ MM)	4,574,561	5,817,157	6,486,579	8,938,058	7,980,552	6,451,109	7,229,299

Fuente: Enel Generación Perú S.A.A. / **Elaboración:** PCR