Enel Generación Perú S.A.A. (antes Edegel)

Informe Anual

Clasificaciones

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

Con información financiera auditada a diciembre 2016.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 31/05/2017 Y 02/01/2017.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/. MM	Dic-16	Dic-15	Dic-14
Ingresos	1,966.9	1,840.1	1,717.8
EBITDA	707.3	879.1	867.0
Flujo de Caja Operativo	802.5	661.2	584.4
Deuda Total	436.2	625.1	806.7
Caja	633.7	86.3	221.3
Deuda Financiera / EBITDA	0.6	0.7	0.9
Deuda Financiera Neta / EBITDA	-0.3	0.6	0.7
EBITDA/ Gastos Financieros	27.5	24.0	23.8

Fuente: Enel Generación

Metodologías Aplicadas

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas no Financieras (enero 2017)

Analistas

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

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

Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratificó la clasificación riesgo de AAA(pe) a los valores emitidos bajo el Tercer y Cuarto Programa de Bonos Corporativos, cuyo saldo equivalente en Soles, a diciembre 2016, ascendió a S/ 113.7 y 68.6 millones, respectivamente; así como a los valores que se emitan bajo el Quinto Programa de Bonos Corporativos, hasta por US$350 millones.

Fundamentos

Dichas clasificaciones de riesgo se sustentan en el holgado nivel de capitalización de la empresa, su capacidad de generación a bajos costos y su adecuada diversificación de fuentes de energía, lo cual le garantiza una constante presencia en el despacho de energía eléctrica en el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN).

Apoyo & Asociados considera además la importancia de Enel Generación Perú (antes Edegel) en el Sistema; incluida su filial Chinango, es la segunda generadora de energía eléctrica del país con el 13.9% del total de la potencia efectiva del sistema en diciembre 2015 (12,078.1 MW). Asimismo, la potencia efectiva conjunta de ambas empresas a diciembre 2016 (1,683.8 MW) se distribuye en un 46.5% en centrales hidroeléctricas y 53.5% en centrales térmicas a gas natural y diésel. Durante el 2016, la energía producida por Enel Generación y subsidiaria ascendió a 8,152.2 GWh y representó el 16.9% del total despachado en el SEIN (8,369.7 GWh y 18.8% en el 2015).

Asimismo, Enel Generación cuenta con el respaldo en términos de *know - how* de su principal accionista Enel, la cual cuenta con amplia experiencia en el sector. Actualmente, Enel es la empresa pública de energía más importante de Italia y se ubica entre las más importantes de Europa con operaciones en 30 países y una capacidad de más de 96,000 MW. Asimismo, cuenta con más de 65 millones de clientes, los cuales generaron ingresos por €70.6 mil millones para el 2016 (€75.7 mil millones a diciembre 2015).

En los últimos años, Enel Generación ha reportado una generación creciente de EBITDA, que le ha permitido reducir su nivel de endeudamiento, financiar parte de su *capex* y mantener su política de dividendos. De esta manera, durante el 2016, entraron en vigencia nuevos contratos de largo plazo, los cuales se espera contribuyan a elevar los ingresos operativos en los próximos años. Durante el 2016, EBITDA ascendió a S/ 707.3 millones, menor en 19.53% al cierre del 2015 principalmente debido a la provisión por un arbitraje y la cancelación del desarrollo del proyecto Curibamba, entre otros.

Enel Generación modificó su política de dividendos, de manera que se contempla repartir hasta el 60% de la utilidad distribuible para atender sus planes de inversión, distribuyendo dos dividendos provisorios por el 50% de las utilidades acumuladas a cada momento.

¿Que podría gatillar la clasificación?

Incrementos significativos en los niveles de apalancamiento de manera sostenida que limiten la flexibilidad financiera o ajusten los niveles de cobertura de obligaciones, los cuales podrían tener impactos negativos en su clasificación de riesgo.

Acontecimientos recientes

Con fecha 1 de marzo del 2016, Endesa Chile S.A. y Enersis S.A. cambiaron su razón social a Endesa Américas S.A. y Enersis Américas S.A.

Con fecha 21 de setiembre del 2016, por acuerdo del Directorio, se determinó detener el desarrollo del proyecto hidroeléctrico Curibamba (190 MW).

Con fecha 28 de setiembre del 2016, fue aprobada la fusión por la cual Enersis Américas S.A., como entidad absorbente, incorporaría a las sociedades filiales Endesa Américas S.A. y Chilectra Américas S.A.

Con fecha 24 de octubre del 2016, se comunicó como hecho de importancia el cambio de denominación social de Edegel S.A.A. a Enel Generación Perú S.A.A.

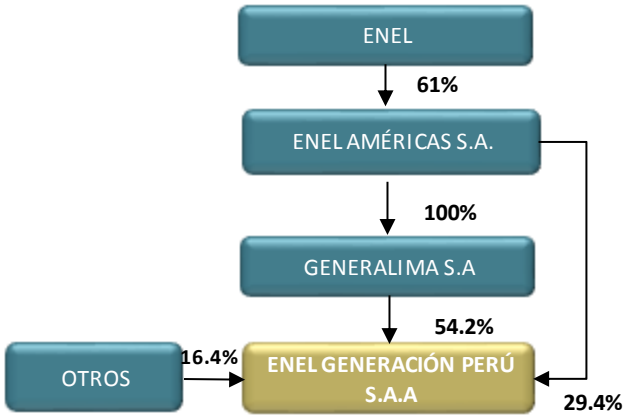
En octubre y noviembre del 2016, se transfirieron propiedades de líneas de transmisión eléctrica de 60kV y 220kV de Enel Generación y Chinango a Conelsur LT S.A.C. El valor en venta de la operación ascendió a S/ 229.8 millones.

Con fecha 1 de diciembre del 2016, entró en vigencia la fusión de Enersis Américas S.A. con sus filiales Chilectra Américas S.A. y Endesa Américas S.A. y modificó su razón social a Enel Américas S.A.

Perfil

Enel Generación es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,682.7 MW a diciembre 2016. De manera posterior a su privatización, la empresa pasó a ser controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 35.8% del accionariado.

Asimismo, el accionariado está compuesto por fondos privados de pensiones y otros accionistas minoritarios, con lo cual al cierre de la elaboración del presente informe la estructura se alzaba como sigue:



Fuente: Enel Generación

Enel S.p.A. es la empresa pública de energía más importante de Italia, así como una de las más importantes en Europa en términos de capacidad instalada (más de 96,000 MW), y cuenta con un *rating* internacional de BBB+ asignado por *Fitch Ratings*.

Es accionista controlador es Enel Américas S.A (antes denominado Enersis S.A. y posteriormente Enersis Américas S.A.), pertenece al grupo italiano Enel y cuenta con un *rating* internacional de BBB asignado por *Fitch Ratings.* La empresa fue constituida y existente conforme a las leyes chilenas y a partir del 1 de diciembre de 2016 es titular del 29.4% de las acciones de Enel Generación Perú, mediante la fusión por la que absorbió a su filial Endesa Américas S.A

Estrategia

La estrategia de Enel Generación es ser líder del sector eléctrico. Asimismo, busca alcanzar un adecuado *mix* de tecnologías y fuentes de generación así como un portafolio balanceado de clientes con contratos de largo plazo que le den estabilidad a su flujo de caja, además de incorporar cláusulas de ajuste de precios en función a sus costos.

Así, la compañía espera mantener entre el 80 y 90% de su potencia efectiva contratada con clientes libres y regulados mediante contratos de largo plazo, en su mayor parte, y de mediano plazo (principalmente a precios firmes vía licitaciones), mientras que la diferencia se contratará a precios regulados (tarifa en barra) si es energía retirada por las distribuidoras (tal como lo establece el DS Nº049-2008) o será vendida al mercado *spot*, si es adquirida por otra empresa generadora. Así, a diciembre 2016, se mantenían contratos con 34 clientes libres y 8 clientes regulados.

En cuanto a la estrategia financiera, el objetivo de la Empresa es financiar su plan de inversiones con generación propia y deuda (bancaria y mercado de capitales), manteniendo un adecuado nivel de capitalización que, a su vez, le permita mantener su política de dividendos hasta el 60% de las utilidades distribuibles, con el fin de maximizar el retorno a sus accionistas.

■ Mercado Eléctrico

El mercado peruano de generación eléctrica se está volviendo cada vez más competitivo. En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados *Power Purchase Agreements* (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

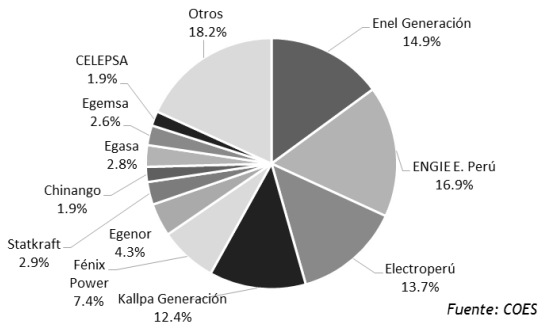
Al cierre del 2016, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,479.9 MW, superior en 28.3% a la registrada a fines del 2015 (8,147.3 MW), debido principalmente al ingreso de la C.T. Puerto Bravo (621 MW), la entrada de la C.H. Cerro Del Águila (513 MW), a la entrada de la C.H. Chaglla (454MW) y la CT Nepi (600 MW).

Del total de potencia que ingresó en el año, 31.7% corresponden a nuevas centrales térmicas y 68.3% a hidroeléctricas. Además, ingresaron 97 MW de potencia instalada eólica. Por último, no hubo un incremento con respecto a centrales de energía solar.

En línea con lo descrito, durante el 2016, aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 47.7% a 50.9%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 50.4% a 47.6% en el mismo periodo.

Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (2.8% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 69.9% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

Producción de Energía por Empresa 2016



Por su parte, la energía generada durante el 2016, alcanzó los 48,326.4 GWh, 8.5% por encima de lo generado durante el 2015, como resultado de la mayor demanda producto del crecimiento de la economía nacional. Así, la tasa de crecimiento se encontró por encima de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.0% entre los años 2011 y 2015.

Cabe señalar que la principal fuente de generación que contribuyó al crecimiento mencionado fue la térmica, la cual se incrementó en 13.0% respecto de lo generado en el 2015, como resultado de una mayor capacidad de generación. Este incremento representó el 73% del aumento total en generación.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 49.4% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 46.4% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 47.6%, y de origen RER en 3.0%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas elevaron su participación respecto del cierre del 2015 (2.1%) y se espera que llegue a una meta cercana al 5.0% una vez que los proyectos adjudicados en la última subasta RER entren en operación comercial.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 5.9% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En el 2016, la máxima demanda ascendió a 6,492.4 MW, superior en 3.5% a la máxima demanda registrada durante el 2015.

La Dirección General de Electricidad (DGE) ha proyectado que la demanda de potencia se incrementará en promedio 8.8% hasta el 2017, año en el que la misma llegaría a 7,993 MW. No obstante, dicha estimación depende de si se concretan los proyectos mineros en las fechas previstas.

Así, habría años en los que se podría crecer hasta 10% anualmente; por el contrario, si no se concreta ningún proyecto, se crecería a la par del crecimiento vegetativo del país, es decir, alrededor de 5.0% cada año.

Al respecto, la DGE ha concluido que con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2017.

Desde el 2014 hasta el 2016, se incentivaron inversiones en el sector eléctrico, especialmente en el subsector generación. Sin embargo, debido a la sobreoferta de energía y al menor crecimiento esperado de la demanda, no se han anunciado nuevos proyectos de inversión.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2016-2018, se proyectan alrededor de diez proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US$1,050 millones.

Sin embargo, cuatro de estos proyectos, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance de proyecto a febrero 2017. De los 21 proyectos de inversión planificados para el periodo 2016-2023, sólo cinco cuentan con un avance mayor a 5%.

Uno de los principales retos que enfrenta el desarrollo de nuevas centrales son los altos costos de inversión que requieren las centrales hidroeléctricas, los cuales no siempre son acompañados por las tarifas de venta de energía. Asimismo, la obtención de permisos y licencias obstaculizan el proceso de adjudicación de las concesiones definitivas y la construcción de las centrales.

Por el lado de las centrales térmicas a gas natural, las más eficientes, los principales obstáculos que enfrentan las generadoras son la disponibilidad de suministro y transporte del combustible.

Cabe resaltar que, durante el año 2016, surgieron algunos problemas de congestión de las líneas de transmisión en la interconexión Centro-Sur dada la ampliación y toma de carga de algunos proyectos mineros.

Principales Proyectos de Generación

	Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1	C.H. Pucará	Cuzco	Egecuzco	156	4T2017
2	C.T. Santo Domingo de los Olleros	Lima	Termochilca	100	3T2018
3	C.H. Olmos 1	Lambayeque - Piura	SINERSA	51	4T2020
4	C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	278	4T2020
5	C.H. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
6	C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Odebrecht	180	4T2021
7	C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
8	C.H San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	3T2023
9	C.H. Chadin II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

Los niveles altos de congestión se dieron entre mayo y noviembre del 2016, y llegaron a su punto máximo en el mes de agosto. A diciembre 2016, los niveles de congestión se encuentran cercanos a los niveles de febrero 2016.

Si bien, en periodos previos, se consideraba que existían restricciones importantes en la transmisión de energía, debido a que tenemos un sistema que concentra gran parte de la capacidad de generación en el centro del país, dichas restricciones han ido disminuyendo con proyectos que han ampliado la capacidad de transmisión del sistema, y con el ingreso de importantes generadoras en otros puntos de demanda, especialmente en el sur del país.

En ese sentido, existen nuevas líneas de transmisión de 500 KV que atienden el sur del país. Por otro lado, en el norte, existen líneas de 220 KV y 500 KV que atienden la demanda de la zona. Adicionalmente, el COES cada dos años realiza una propuesta de proyectos de transmisión que son aprobados por el MINEM y licitados por Proinversión con lo cual disminuye la posibilidad de congestión en el futuro.

Temas regulatorios

En el 2015, dentro de los cambios regulatorios más relevantes, mediante Decreto Legislativo N°1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica del Perú, se modificaron artículos del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Algunas de las modificaciones relacionadas a la generación, enfatizan en lo siguiente: i) limita a 30 años aquellas concesiones derivadas de licitaciones; ii) obligación de los distribuidores de garantizar la demanda para sus usuarios regulados por 24 meses; y, iii) exige para la generación hidráulica un informe favorable de gestión de cuencas.

Además, establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración con el fin de inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Por su parte, en junio 2015, OSINERGMIN aprobó mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica ante una situación de emergencia, el procedimiento para determinar las compensaciones relacionadas con la capacidad adicional de generación y/o transmisión instalada principalmente por parte de las empresas en las que el Estado tenga mayoría de participación.

Durante el 2016, se promulgó la Resolución Ministerial N°164-2016-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo

comprendido entre mayo 2016 hasta abril 2017 (37% mayo 2015 – abril 2016).

Finalmente, en julio del 2016, mediante D.S N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); además de, ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, en referencia al MCP, el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender en base a las inyecciones de energía de las centrales de su titularidad en operación comercial. Por su parte, los participantes que están autorizados a comprar en dicho mercado son: i) los generadores que necesiten atender sus contratos de suministro y cuenten con una titularidad (Unidad de Generación) en operación comercial; ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la demanda registrada por el total de dichos usuarios en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (agrupación de Usuarios Libres) para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.

La energía entregada y retirada por los integrantes del MCP será valorizada multiplicándola por el costo marginal de la central menos eficiente, el mismo que se determina en las barras transferencia para cada intervalo de mercado. Cabe mencionar que este costo marginal también puede entenderse como el costo de producir una unidad adicional de electricidad en cada barra del sistema.

En el caso que una central térmica resultara marginal, la normativa vigente dispone que el de las centrales térmicas, el costo marginal no puede ser inferior al costo variable de dicha central.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP se encuentran obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado. Entre los más relevantes figura que los participantes deberán contar con garantías que aseguren el pago de sus obligaciones y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

■ Operaciones

La Empresa (incluida su subsidiaria Chinango) cuenta con una capacidad efectiva de 1,682.7 MW. Asimismo, a diciembre 2016, su potencia firme ascendió a 1,643.2 MW, la misma que representó el 15.7% de la capacidad firme total del SEIN (10,479.9 MW a diciembre 2016).

Centrales	2016 Potencia Efectiva MW	2015 Potencia Efectiva MW	Factor de Carga 2016	Factor de Carga 2015
C.H. Huinco	267.8	267.8	44.4%	57.3%
C.H. Matucana	137.0	137.0	59.7%	77.8%
C.H. Chimay	154.8	152.2	79.1%	69.5%
C.H. Callahuanca	84.2	84.2	81.0%	87.2%
C.H. Moyopampa	69.2	69.2	69.2%	95.8%
C.H. Yanango	42.6	42.6	52.7%	65.0%
C.H. Huampaní	30.2	30.2	69.9%	90.4%
C.T. Ventanilla (GN)	479.3	483.8	67.5%	65.8%
C.T. Santa Rosa	417.6	418.6	21.3%	21.1%
TOTAL	1,682.7	1,685.5		57.4%

Fuente: Enel Generación

Al cierre del 2016, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 46.5% es de origen hidráulico y 53.5% de origen térmico (46.5 y 53.5%, respectivamente a diciembre 2015).

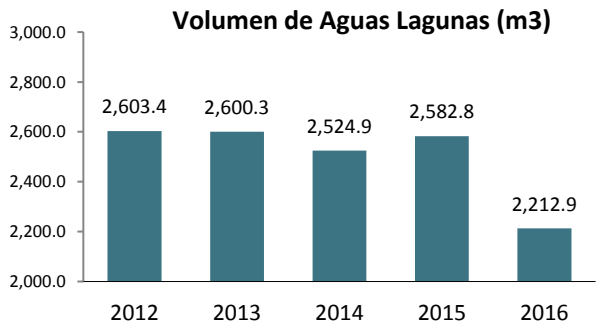
Principales Indicadores

	2013	2014	2015	2016
Generación GWh	**8,688**	**8,848**	**8,370**	**8,152**
Hidráulica	4,693	4,592	4,725	4,207
Térmica	3,995	4,257	3,644	3,945
Hidráulica (%)	54.0%	51.9%	56.5%	51.6%
Térmica (%)	46.0%	48.1%	43.5%	48.4%
Regulados	4,586	5,126	4,531	5,029
Libres	3,306	3,594	3,441	3,661
Spot	1,022	601	961	8,025
Total Volumen vendido (GWh)	**8,914**	**9,320**	**8,932**	**16,716**
Compras Energía	**-504**	**-710**	**-714**	**-8,730**
Ventas (Compras) Netas Spot	**518**	**-110**	**247**	**-704**
Ingresos	**1,411,371**	**1,679,306**	**1,824,265**	**1,951,935**
Precio Promedio Soles	**153.3**	**192.2**	**211.7**	**262.1**
Tipo de Cambio	**2.8**	**3.0**	**3.4**	**3.4**
Precio Promedio US$ / MWh.	**54.8**	**64.4**	**62.1**	**78.1**

Fuente: Enel Generación, COES

** Edegel consolidado (Incluye generación Chinango)*

Del total de sus nueve centrales, siete están ubicadas en Lima y dos en Junín (las centrales de Yanango y Chimay). Las centrales hidráulicas de Lima se ubican en las cuencas de los ríos Rímac y Santa Eulalia, y cuentan con 21 lagunas que tienen una capacidad de 282.4 millones de m^3 que permiten regular el caudal para generación durante la época de estiaje. Por su parte, las centrales de Yanango y Chimay aprovechan las aguas de los ríos Tarma y Tulumayo, respectivamente.



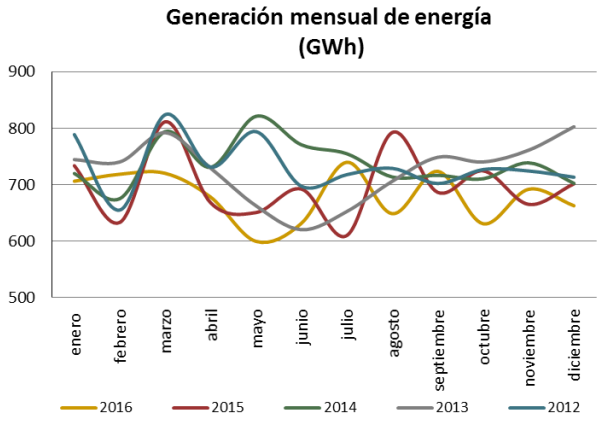
Fuente: Enel

Por su parte, las centrales térmicas utilizan el gas natural de Camisea y diesel para la generación de energía, por lo que mantienen contratos de suministro, transporte y distribución de GN que cubren aproximadamente el 71% de sus requerimientos máximos (81% si se excluye a las CT con sistema dual) hasta el 2019.

En cuanto al almacenamiento del diesel, Enel Generación cuenta con un almacén físico en Santa Rosa y Ventanilla, así como con contratos de abastecimiento con Petroperú, con los cuales se cubren 75 horas de operación contínua, tal como lo exige la regulación para asegurar su remuneración por potencia.

La producción de energía de Enel Generación durante el 2016, ascendió a 8,152.2 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación fue inferior en 2.6% al total generado durante el periodo 2015 (8,369.7 GWh), por una menor actividad de las centrales hídricas el 2016, dado que el periodo de lluvias de este año ha sido muy deficitario a nivel nacional.

De esta manera, la producción hidráulica en el 2016, disminuyó en 14.3% respecto al 2015.



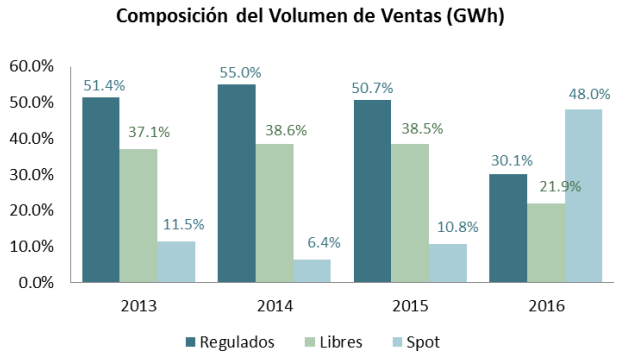
Fuente: COES

En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable, por lo que la diversificación de fuentes (hidráulica y térmica) y la eficiencia de sus plantas (tecnología de ciclo combinado, sistema dual) le ha permitido a Enel Generación mantener una presencia importante en el Sistema, ya que opera tanto en periodos de estiaje (mayo a octubre) como en el de avenida (noviembre – abril).

Si bien Enel Generación es una de las principales empresas generadoras privadas del país, el Estado, a través de diversas empresas (Electroperú y otras), se mantiene como un jugador importante en el mercado de generación eléctrica, con el 21.1% de la generación total 2016 y el 12.9% de la potencia firme (23.5 y 18.2%, respectivamente, en el 2015).

Si se considera solo Electroperú, ésta representaba el 16.9% de la generación nacional al 2016 (16.1% a diciembre 2015) y el 7.6% de la potencia firme nacional.

Por su parte, Enel Generación tiene contratos asegurados por venta de energía y potencia, firmados con empresas distribuidoras hasta el 2027 con precios firmes. Lo anterior, como resultado de los incentivos que ha dado el Estado para promover las licitaciones de contratos de suministro de electricidad de largo plazo, con el fin de asegurar que la demanda de los usuarios regulados se cubra en el largo plazo.



Fuente: Enel

Durante el 2016, el volumen de ventas al spot creció fuertemente (830.4% mayor al volumen vendido en el 2015), por lo que la participación de las ventas a clientes y regulados y libres disminuyó a pesar de crecer respecto al 2015.

De esta manera, al cierre del periodo de análisis, las ventas a clientes regulados crecieron en 11.0% respecto al 2015. Las que representaron el 30.1% de las ventas totales(50.7% en el 2015). Cabe mencionar que entre sus principales clientes regulados se encuentran Enel Distribución, Hidrandina y Luz del Sur.

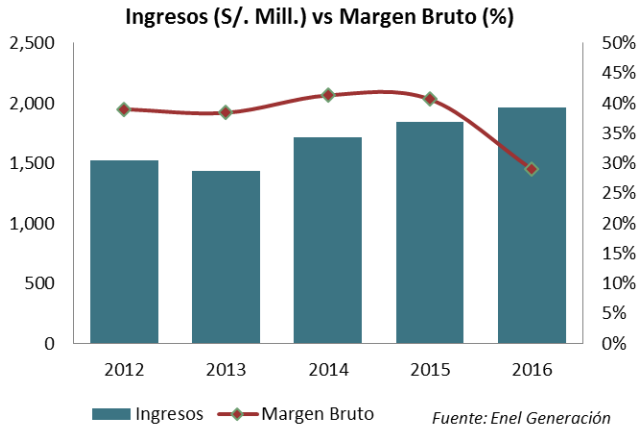
Por su parte, las ventas a clientes libres crecieron en 6.4% respecto al 2015, sin embargo, disminuyeron su participación de 38.5 a 21.9% respecto al año anterior. Entre los principales clientes libres se encontraban: Minera Votorantim Metais Cajamarquilla, Minera Chinalco, y Siderperu.

Entre los futuros proyectos, Enel Generación cuenta con el proyecto de recuperación hídrica RER Huampaní, adquirido en la Cuarta Subasta de Suministro de Electricidad con Recursos Energéticos Renovables. Se espera que la construcción inicie en agosto del 2017.

Cabe mencionar que la compañía continúa trabajando en reducir las emisiones al medio ambiente, con el fin de realizar una emisión de bonos de carbono voluntarios más adelante.

■ Desempeño financiero

En el 2016, los ingresos de Enel Generación ascendieron a S/ 1,966.9 millones, superiores en 6.9% a lo registrado a diciembre 2015. Este incremento se debe principalmente al mayor ingreso por potencia, principalmente por los ingresos de potencia con Enel Distribución. Asimismo, a lo largo del 2016, la Compañía suscribió nuevos contratos.

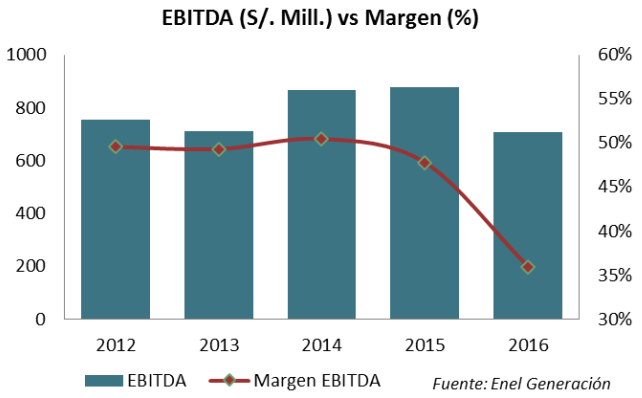


Por su parte, los costos de ventas experimentaron un importante incremento, el cual ascendió a 27.8% respecto al cierre del 2015, lo cual se dio principalmente por el proceso de arbitraje que la Compañía mantiene actualmente por una controversia en términos de resolución de contrato con un antiguo cliente y la mayor compra de energía, potencia y peaje.

Por otro lado, el retiro del proyecto Curibamba originó mayor gasto, a la vez que se generaron más desembolsos en compras de energía, potencia y peaje por mayores compras en el mercado *spot*. Adicionalmente, se realizaron acciones preventivas para disminuir y controlar los riesgos asociados al fenómeno El Niño y La Niña con un costo total de US$0.8 millones.

Por otro lado, los gastos administrativos disminuyeron 25.7% durante el periodo de análisis, explicado por el menor deterioro de cuentas por cobrar; mientras que los gastos financieros mostraron una reducción de 26.7% debido a la caída en interés sobre bonos y préstamos bancarios.

Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA disminuyó a S/ 707.3 millones durante el 2016, obteniendo una caída de 19.5% con respecto a diciembre 2015. Por su parte, el margen EBITDA disminuyó respecto de lo registrado al cierre del 2015 y se ubicó en 36.0%. Por otro lado, el indicador de cobertura EBITDA / GF creció, ubicándose en 27.5x.



La utilidad neta registrada en el 2016, ascendió a S/ 261.8 millones, por debajo del resultado neto del ejercicio 2015 (S/ 468.8 millones). Dicha caída fue explicada principalmente por el incremento en los costos de ventas, explicado anteriormente, y el incremento de la tasa del impuesto a la renta. Debido a los menores resultados del período, el ROE se redujo de 17.4 a 9.6%.

Por otro lado, el flujo de caja operativo ascendió a S/ 802.5 millones (S/ 661.2 millones a diciembre 2015). Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo, pago de dividendos y otros financiamientos netos por S/ 118.1, 159.4 y 23.8 millones, respectivamente.

Cabe mencionar, que en el mismo periodo, se registró una disminución neta de deuda de S/ 184.6 millones. Producto de lo anterior, la variación de caja del 2016 ascendió a S/ 550.9 millones.

Así, el nivel de efectivo al cierre del 2016, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 633.7 millones (S/ 86.3 millones a diciembre 2015), monto que

representaba 3.8x la porción corriente de la deuda. El incremento de efectivo se debe al ingreso por la cobranza por ventas de líneas de transmisión y subestaciones de Enel Generación y su subsidiaria Chinango a Conelsur.

Es importante resaltar que en los últimos años, la mayor generación de EBITDA le ha permitido a la compañía reducir su nivel de endeudamiento, financiar parte de su *capex* y mantener su política de dividendos. De esta forma, las medidas crediticias han mejorado, según se ve reflejado en el ratio Deuda financiera neta / EBITDA, que pasó de 3.1x en el 2008, a -0.3x en el 2016.

■ Estructura de capital

La estrategia financiera de la empresa es mantener una estructura óptima de capitalización, que a su vez le permita mantener un nivel de apalancamiento financiero Deuda Financiera / EBITDA inferior a 3.0x.

Al cierre del 2016, la deuda financiera ascendió a S/ 436.3 millones, 30.2% por debajo de lo registrado al cierre del 2015 (S/ 625.1 MM), principalmente por la cancelación del bono correspondiente a la 1era y 2da emisión del Cuarto Programa de Bonos Corporativos y por el vencimiento del contrato de financiamiento con *Bank of Nova Scotia* por US$36 millones.

Del total de la deuda mantenida al cierre del 2016, el 38.0% tenía un vencimiento en el corto plazo (41.0% a diciembre 2015). La mayor concentración en dicho horizonte de tiempo es parte de las obligaciones asociadas al préstamo bancario suscrito, en abril 2016, con *Bank of Nova Scotia* por US$22.0 millones. Dicho préstamo cuenta con un plazo de 1 año.

Lo anterior con respecto a la deuda, sumado a la disminución en la generación de EBITDA, permitió mantener el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) en 0.6x al cierre del 2016. Adicionalmente, el ratio de deuda sobre capitalización se redujo de 19.0 a 13.5% en el periodo analizado.

La deuda contraída está denominada principalmente en dólares (58.6%), debido a que gran parte de los ajustes del precio de energía se realizan en función a esta moneda, además del precio del combustible. El resto de la deuda es pactada en moneda nacional.

Entre los principales proveedores de fondos se tiene a la banca comercial con el 58.6% (préstamos bancarios, instrumentos financieros y arrendamiento financiero) y el resto se trata de financiamiento a través del mercado de capitales.

Deuda Financiera de Largo Plazo - 2016

	Moneda	S/. MM	Vencimiento	Tasa (%)	% sobre Deuda
Bonos Corporativos	S/. y US$	182.32	Enero 2028	-	41.3%
Préstamos Bancarios					0.0%
					0.0%
Bank of Nova Scotia	US$	74.20	Abril 2017	L + 0.75	16.8%
Bank of Nova Scotia	US$	8.44	Noviembre 2017	L + 2.75	1.9%
Bank of Nova Scotia	US$	12.83	Enero 2019	3.4	2.9%
Banco de Crédito	US$	89.32	Setiembre 2017	L + 1.73	20.3%
Arrend. Financiero					0.0%
Scotiabank	US$	73.77	Marzo. 2017	L + 1.75	16.7%
Instrumentos Derivados	US$	0.20	Marzo. 2017	-	0.0%

** Incluye intereses devengados y no pagados*

Fuente: Enel Generación y Subsidiaria

Por su parte, un porcentaje importante de la deuda ha sido contraída a tasa variable (55.7% a diciembre 2016), por lo que Enel Generación contrató *swaps* de tasa de interés con el fin de reducir la exposición al riesgo de la variación de la tasa *libor* (37.1% al incluir los *swaps*).

Adicionalmente, Enel Generación mantiene cartas fianzas para garantizar obligaciones económicas y cumplimientos de compromisos de inversión, entre otros, por un valor total de S/ 1.9 millones y US$0.2 millones a diciembre 2016 (S/ 1.9 millones y US$0.5 millones a diciembre 2015).

En virtud de algunas obligaciones financieras, la empresa se ha comprometido a cumplir los siguientes resguardos financieros, los cuales viene cumpliendo de manera holgada.

Resguardos Financieros

Resguardo	Límite	2016	2015	2014	2013	2012
(Deuda Financ. LP+ Parte corriente DLP) / Patrimonio Neto	< 1.5	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
EBITDA / GF*	> = 1.25	NA	NA	NA	NA	14.1
Deuda / EBITDA	< = 4.0	0.7	0.7	0.9	1.0	1.1

** En el 2012, se canceló el Contrato Operativo por lo que se extinguió la obligación de cumplir con dichos resguardos*

Fuente: Enel Generación

De otro lado, respecto a la liquidez, se debe mencionar que ésta se incrementó de 0.93x en el 2015 a 1.40x a diciembre 2016, principalmente como consecuencia de la mayor caja.

De esta manera, la Empresa muestra una importante capacidad de repago del servicio de deuda, a partir de la generación de caja y la caja acumulada (7.0x y 3.3x al cierre del 2016 y diciembre 2015, respectivamente). Adicionalmente, al cierre del 2016, Enel Generación contaba con líneas de crédito bancarias por un total de S/ 594.3 millones (S/ 585.4 millones a diciembre 2015), de las cuales se tenía S/101.5 millones como líneas comprometidas.

Cabe mencionar que Enel Generación cuenta con un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo (*cash pooling*) por el cual mantiene líneas de crédito hasta por USD 200MM, o su equivalente en Soles, hasta el 2020.

Por otro lado, en Junta General de Accionistas realizada en agosto 2016, se acordó aumentar el capital mediante la

capitalización de la reserva legal y de la totalidad de los resultados acumulados por la suma de S/ 44.3 y 199.5 millones, respectivamente. En octubre 2016, las nuevas acciones comunes emitidas fueron entregadas a sus accionistas.

■ Características de los instrumentos

A diciembre 2016, Enel Generación mantenía en circulación los siguientes bonos emitidos bajo el marco del Tercer y Cuarto Programa de Bonos, cuyas características se resumen a continuación:

Características de los intrumentos (Dic-16)

Programa	Emisión	Monto (MM)	Colocación	Vencimiento	Tasa
Tercer Programa Edegel	1era. - A	S/. 25.00	Junio. 2007	Junio 2022	6.31%
	3era. - A	S/. 25.00	Julio. 2007	Julio 2019	6.28%
	8va. - A	$10.00	Ene. 2008	Enero 2028	6.34%
	11 - A	$8.17	Enero. 2009	Enero 2019	7.78%
Cuarto Programa Edegel	4ta. - A	$10.00	Ene. 2010	Enero 2018	6.47%
	5ta. - A	$10.00	Sep. 2010	Setiembre 2020	5.78%

Fuente: Enel Generación

Los bonos emitidos son *bullet*, y no cuentan con garantía específica ni orden de prelación en futuras emisiones de obligaciones. En Juta de Accionistas Obligatoria Anual realizada en marzo del 2013, se aprobó el Quinto Programa de Bonos Corporativos hasta por un monto total en circulación de US$350 millones o su equivalente en Soles.

Quinto Programa de Bonos Enel Generación

El programa tendrá una vigencia de dos años desde el momento de su inscripción, la cual podrá prorrogarse por el mismo periodo solo por una vez, a solo criterio del emisor.

El monto del programa será hasta por un total emitido de US$350 millones o su equivalente en Soles, en una o más emisiones, las cuales a su vez podrán comprender una o más series. Las emisiones y series tendrán el carácter de *pari passu*, y contarán únicamente con una garantía genérica sobre el patrimonio del emisor.

Los recursos obtenidos se utilizarán para reperfilar la deuda financiera vigente, financiar inversiones y financiar las necesidades de capital de trabajo de la compañía, entre otros.

El Emisor podrá ejecutar la opción de rescate total o parcial en cualquier fecha según se especifique para cada emisión en los Contratos Complementarios respectivos y en el Aviso de Oferta respectivo. Asimismo, podrá ejecutar dicha opción en cualquiera de las situaciones especificadas por Ley.

Las características relacionadas con el plazo, el tipo de amortización, y la tasa serán establecidas en los Contratos Complementarios correspondientes.

Finalmente, es importante resaltar que para este programa no se han establecido *covenants* financieros. Sin embargo, la Clasificadora considera que lo anterior no afecta a la clasificación, debido a que el historial de buen desempeño y pago oportuno de la deuda que mantiene Enel permite prever que la compañía mantendrá los niveles de solvencia y flexibilidad financiera adecuados para su clasificación de riesgo. De cualquier manera, la compañía debe cumplir con los *covenants* financieros establecidos en los otros programas de bonos que mantienen emisiones vigentes.

Si bien el programa contempla un monto de emisión de hasta US$350 millones, las emisiones se realizarán según las necesidades que presente la compañía. La Clasificadora espera que, dada la estabilidad en sus flujos de caja, el nivel de apalancamiento se mantenga por debajo de 2.5x (considerando el monto del programa en su totalidad). A la fecha de elaboración del presente informe no existían emisiones bajo el marco del Quinto Programa.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación, a diciembre 2016, está representado por 2,893,136,765 acciones comunes emitidas, cuyo valor nominal es S/ 0.88 cada una.

Hasta marzo 2015, la política de dividendos de la Empresa contemplaba la distribución del 100% de las utilidades de libre disposición resultantes del ejercicio económico.

Cabe resaltar que tanto en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 23 de marzo del 2015, como en la del 17 de marzo del 2016, se acordó como política de dividendos la repartición de hasta el 60% de las utilidades de libre disposición, cuyos montos y fecha de pago serían definidos por el Directorio en cada oportunidad.

Con respecto a las utilidades del ejercicio 2015, en sesiones de directorio de julio y octubre 2015, se aprobó la distribución del primer y segundo dividendo por montos de S/ 108.5 y 62.0 millones, respectivamente. Asimismo, en marzo 2016, se aprobó el pago de dividendos complementarios por S/ 28.9 millones.

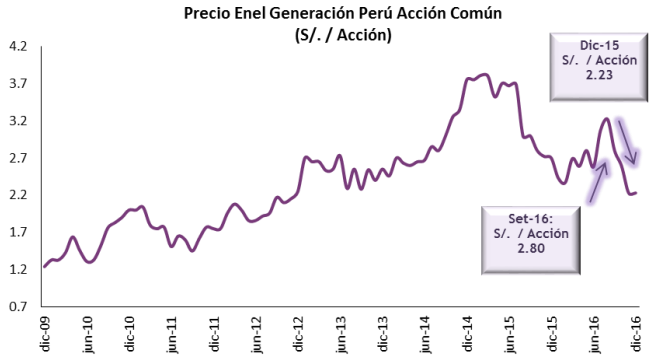
Por el lado de las utilidades del ejercicio 2016, en sesión de Directorio de julio 2016, fue aprobado el pago del primer dividendo por S/ 118.1 millones.

Dividendos Repartidos
(Millones de soles)

	2016	2015	2014	2013	2012
Utilidad Neta	261.8	468.8	557.4	455.1	386.9
Dividendos pagados	159.4	385.4	432.3	347.6	199.2

Fuente: Enel Generación

A diciembre 2016, el precio de la acción común cerró en S/ 2.23 (S/ 2.70 a diciembre 2015). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización en diciembre 2016 fue de 66.67% (61.90% a diciembre 2015).



Fuente: BVL

Resumen Financiero - Enel Generación Perú S.A.A y Subsidiarias
(En miles de S/.)

Tipo de Cambio S/./US$ a final del Período	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55	2.70	2.81
	dic-16	**dic-15**	**dic-14**	**dic-13**	**dic-12**	**dic-11**	**dic-10**
Rentabilidad							
EBITDA	707,286	879,126	867,030	709,701	755,345	716,076	582,099
Mg. EBITDA	36.0%	47.8%	50.5%	49.3%	49.6%	52.5%	49.8%
FCF / Ingresos	26.7%	11.6%	3.2%	9.3%	13.0%	19.2%	10.5%
ROE	9.6%	17.4%	20.9%	17.5%	15.4%	12.7%	10.1%
Cobertura							
EBITDA / Gastos financieros	27.5	24.0	23.8	17.4	15.6	13.1	8.5
EBITDA / Servicio de deuda	3.7	3.0	5.8	3.6	4.1	3.3	2.0
FCF / Servicio de deuda	2.9	0.9	0.6	0.9	1.3	1.5	0.6
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	6.2	1.1	2.1	1.7	2.3	2.2	0.9
CFO / Inversión en Activo Fijo	6.8	10.6	6.0	9.8	6.8	11.1	7.3
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	7.0	3.3	7.3	4.4	5.1	4.1	2.3
Estructura de capital y endeudamiento							
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	13.5%	19.0%	23.0%	23.3%	25.4%	30.1%	34.4%
Deuda financiera total / EBITDA	0.6	0.7	0.9	1.1	1.1	1.5	2.1
Deuda financiera neta / EBITDA	-0.3	0.6	0.7	0.9	0.9	1.2	2.0
Deuda ajustada total / EBITDAR	0.6	0.7	0.9	1.1	1.2	1.5	2.1
Deuda ajustada neta / EBITDAR	-0.3	0.6	0.7	0.9	0.9	1.2	2.0
Costo de financiamiento estimado	4.6%	5.1%	4.5%	4.9%	5.1%	4.8%	5.4%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	38.0%	41.0%	14.0%	19.8%	15.8%	15.5%	18.3%
Balance	38.0%						
Activos totales	4,612,316	4,414,341	4,540,403	4,618,464	4,536,263	4,550,671	4,608,019
Caja e inversiones corrientes	633,652	86,309	221,332	171,782	187,108	169,202	82,620
Deuda financiera Corto Plazo	165,648	256,609	113,291	157,384	137,382	161,670	226,026
Deuda financiera Largo Plazo	270,588	368,507	693,379	638,999	730,399	878,480	1,011,527
Deuda financiera total	436,236	625,116	806,670	796,383	867,781	1,040,150	1,237,553
Deuda fuera de Balance	2,627	3,556	2,746	2,550	8,819	8,412	10,968
Deuda ajustada total	438,863	628,672	809,416	798,933	876,600	1,048,562	1,248,521
Patrimonio Total	2,739,302	2,607,833	2,639,981	2,568,481	2,510,849	2,377,804	2,327,936
Acciones preferentes + Interés minoritario	72,807	67,238	71,138	66,797	67,217	58,906	56,089
Capitalización ajustada	3,250,972	3,303,743	3,520,535	3,434,211	3,454,666	3,485,272	3,632,546
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	2,812,109	2,675,071	2,711,119	2,635,278	2,578,066	2,436,710	2,384,025
Flujo de caja							
Flujo generado por las operaciones (FFO)	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838	541,975	389,200
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	802,456	661,151	584,384	535,924	464,838	541,975	389,200
Flujo de caja no operativo / no recurrente							
Inversiones en Activos Fijos	-118,096	-62,439	-96,733	-54,922	-68,062	-49,002	-53,530
Dividendos comunes	-159,395	-385,383	-432,331	-347,557	-199,232	-231,402	-213,391
Flujo de caja libre (FCF)	524,965	213,329	55,320	133,445	197,544	261,571	122,279
Ventas de Activo Fijo, Netas	229,554	98	0	0	2,810	0	2,314
Otras inversiones, neto	4,773	-58,877	65,615	23,955	1,859	55,581	31,193
Variación neta de deuda	-184,618	-264,847	-36,513	-128,565	-134,678	-173,638	-112,535
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses	-23,817	-30,713	-37,811	-44,161	-49,629	-56,932	-80,931
Variación de caja	550,857	-141,010	46,611	-15,326	17,906	86,582	-37,680
Resultados							
Ingresos	1,966,891	1,840,060	1,717,829	1,439,361	1,524,139	1,362,711	1,169,860
Variación de Ventas	6.9%	7.1%	19.3%	-5.6%	11.8%	16.5%	3.0%
Utilidad operativa (EBIT)	501,706	654,886	656,476	500,080	544,826	507,293	370,762
Gastos financieros	25,751	36,619	36,456	40,726	48,305	54,480	68,786
Resultado neto	261,796	468,791	557,398	455,085	386,886	306,075	239,358
Información y ratios sectoriales							
Generación Bruta (GWh.)	8,152	8,370	8,848	8,700	9,445	9,286	8,592

Vencimientos de Deuda de Largo Plazo	**2017**	**2018**	**2019 +**
(S/. Miles)	-	124,535	146,053

Incluye intereses activados. No se han realizado ajustes al resto de cuentas por este concepto.
EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.
FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones + Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes
Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias -cambio en cuentas por pagar comerciales
CFO: FFO + Variación de capital de trabajo
FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes
Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos
Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales. Los últimos son multiplicados por el factor 6.8.
Servicio de deuda:Gastos financieros + deuda de corto plazo

ANTECEDENTES

Emisor:	Enel Generación Perú S.A.A.
Domicilio legal:	Jr. Cesar Lopez Rojas #201, San Miguel
RUC:	20330791412
Teléfono:	(511) 215 6300
Fax:	(511) 421 7378 / 215 6370

RELACIÓN DE DIRECTORES

Carlos Temboury Molina	Presidente del Directorio
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario del Directorio
Marco Raco	Vicepresidente del Directorio
Rocío Pachas Soto	Director
Claudio Herzka Buchdahl	Director
Guillermo Lozada Pozo	Director
Joaquín Garcia Calderón	Director
Eugenio Calderón López	Director

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Marco Raco	Gerente General
Carlos Rosas Cedillo	Gerente Comercial
Daniel Abramovich Ackerman	Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Finanzas

RELACIÓN DE ACCIONISTAS

Generalima S.A.	54.20 %
Enel Américas S.A.	29.40 %
Otros	16.40 %

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

APOYO & ASOCIADOS INTERNACIONALES S.A.C. ***CLASIFICADORA DE RIESGO,*** de acuerdo a lo dispuesto en el Reglamento de Empresas Clasificadoras de Riesgo, aprobado por Resolución SMV Nº032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Enel Generación S.A.A.:**

Instrumentos	Clasificación*
Valores que se emitan en Virtud del Tercer Programa de Bonos Corporativos Edegel ***(Hasta por un importe de US$100,000,000.00)***	**Categoría AAA (pe)**
Valores que se emitan en Virtud del Cuarto Programa de Bonos Corporativos Edegel ***(Hasta por un importe de US$100,000,000.00)***	**Categoría AAA (pe)**
Valores que se emitan en Virtud del Quinto Programa de Bonos Corporativos Edegel ***(Hasta por un importe de US$350,000,000.00)***	**Categoría AAA (pe)**
Acciones Comunes	**Categoría 1a (pe)**
Perspectiva	**Estable**

Definiciones Financieras

CATEGORÍA AAA (pe): Corresponde a la más alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados. Esta capacidad no es significativamente vulnerable ante cambios adversos en circunstancias o el entorno económico.

CATEGORÍA 1a (pe): Acciones que presentan una muy buena combinación de solvencia y estabilidad en la rentabilidad del emisor.

Perspectiva: Indica la dirección en que se podría modificar una clasificación en un período de uno a dos años. La perspectiva puede ser positiva, estable o negativa. Una perspectiva positiva o negativa no implica necesariamente un cambio en la clasificación. Del mismo modo, una clasificación con perspectiva estable puede ser cambiada sin que la perspectiva se haya modificado previamente a positiva o negativa, si existen elementos que lo justifiquen.

(*) La clasificación de riesgo del valor constituye únicamente una opinión profesional sobre la calidad crediticia del valor y/o de su emisor respecto al pago de la obligación representada por dicho valor. La clasificación otorgada o emitida no constituye una recomendación para comprar, vender o mantener el valor y puede estar sujeta a actualización en cualquier momento. Asimismo, la presente Clasificación de riesgo es independiente y no ha sido influenciada por otras actividades de la Clasificadora. El presente informe se encuentra publicado en la página web de la empresa (http://www.aai.com.pe), donde se puede consultar adicionalmente documentos como el código de conducta, la metodología de clasificación respectiva y las clasificaciones vigentes.

Las clasificaciones de riesgo crediticio de Apoyo & Asociados Internacionales Clasificadora de Riesgo (A&A) no constituyen garantía de cumplimiento de las obligaciones del calificado. Las clasificaciones se basan sobre la información que se obtiene directamente de los emisores, los estructuradores y otras fuentes que A&A considera confiables. A&A no audita ni verifica la veracidad de dicha información, y no se encuentra bajo la obligación de auditarla ni verificarla, como tampoco de llevar a cabo ningún tipo de investigación para determinar la veracidad o exactitud de dicha información. Si dicha información resultara contener errores o conducir de alguna manera a error, la clasificación asociada a dicha información podría no ser apropiada, y A&A no asume responsabilidad por este riesgo. No obstante, las leyes que regulan la actividad de la Clasificación de Riesgo señalan los supuestos de responsabilidad que atañen a las clasificadoras.

La calidad de la información utilizada en el presente análisis es considerada por A&A suficiente para la evaluación y emisión de una opinión de la clasificación de riesgo.

La opinión contenida en el presente informe ha sido obtenida como resultado de la aplicación rigurosa de la metodología vigente correspondiente indicada al inicio del mismo. Los informes de clasificación se actualizan periódicamente de acuerdo a lo establecido en la regulación vigente, y además cuando A&A lo considere oportuno.

Asimismo, A&A informa que los ingresos provenientes de la entidad clasificada por actividades complementarias representaron el 0.3% de sus ingresos totales del último año.

Limitaciones - En su análisis crediticio, A&A se basa en opiniones legales y/o impositivas provistas por los asesores de la transacción. Como siempre ha dejado en claro, A&A no provee asesoramiento legal y/o impositivo ni confirma que las opiniones legales y/o impositivas o cualquier otro documento de la transacción o cualquier estructura de la transacción sean suficientes para cualquier propósito. La limitación de responsabilidad al final de este informe, deja en claro que este informe no constituye una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A, y no debe ser usado ni interpretado como una recomendación legal, impositiva y/o de estructuración de A&A. Si los lectores de este informe necesitan consejo legal, impositivo y/o de estructuración, se les insta a contactar asesores competentes en las jurisdicciones pertinentes.