

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

## Informe Semestral

### Clasificaciones

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

Con información financiera auditada a diciembre 2017 y no auditada a Junio 2018.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fecha 26/11/2018 Y 31/05/2018.

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

S/. MM	LTM Jun18	Dic-17	Dic-16
Ingresos	2,139.4	1,968.9	1,966.9
EBITDA	801.1	714.5	706.3
Flujo de Caja Operativo	581.1	560.2	802.7
Deuda Total	149.5	212.0	441.1
Caja	702.0	275.6	633.7
Deuda Financiera / EBITDA	0.2	0.3	0.6
Deuda Financiera Neta / EBITDA	-0.7	-0.1	-0.3
EBITDA/ Gastos Financieros	51.5	24.8	27.4

Fuente: Enel Generación

### Metodologías Aplicadas

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

### Analistas

**Sandra Guedes P.**  
(511) 444 5588  
[sandra.guedes@aai.com.pe](mailto:sandra.guedes@aai.com.pe)

**Julio Loc**  
(511) 444 5588  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

### Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratificó la clasificación de riesgo de AAA(pe) a los valores emitidos bajo el Tercer y Cuarto Programa de Bonos Corporativos, cuyos saldos equivalentes en Soles, a junio 2018, ascendieron a S/ 112.1 y 33.2 millones, así como a los valores que se emitan bajo el Sexto 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, al ser la primera generadora de energía eléctrica del país con el 14.8% del total de la potencia efectiva del sistema (10,816.3 MW).

Asimismo, la potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,597.7 MW, y se distribuye en un 44.8% en centrales hidroeléctricas y 55.2% en centrales térmicas a gas natural y diésel. Durante los 12 meses terminados en junio 2018, la energía producida por Enel Generación y subsidiaria ascendió a 7,634.07 GWh y representó el 15.4% del total despachado en el SEIN (6,990.1 GWh y 14.3% a diciembre 2017).

Asimismo, Enel Generación cuenta con el respaldo en términos de know how del Grupo Enel. Actualmente el Grupo Enel es una de las principales multinacionales del mercado eléctrico y gas en el mundo, la cual realiza operaciones en 37 países en cinco continentes, mantiene alrededor de 2.1 millones de km y cuenta con una capacidad neta instalada aproximada de 84 GW. Asimismo, Enel (empresa holding del Grupo Enel) cuenta con más de 61 millones de clientes, los cuales generaron ingresos por €36.0 mil millones para el primer semestre del 2018 (€36.3 mil millones para el mismo periodo del 2017).

En los últimos años, Enel Generación había reportado una caída en la generación de EBITDA (S/ 879 millones en el 2015, S/ 706 millones en el 2016 y S/ 714 millones en el 2017). Sin embargo, en los 12 meses terminados en junio 2018, el EBITDA ascendió a S/ 801.1 millones, aumentando en 12.1% respecto al del 2017, debido al mayor margen bruto (30.6% en el año móvil a junio 2018 vs 29% en el 2017), a la plusvalía generada por la venta de la participación en Enel Brasil a Enel Américas por S/ 89 millones, y a la compensación del seguro por el efecto negativo en 2017 del Niño Costero en la central hidroeléctrica Callahuanca (S/ 35 millones).

Enel Generación Perú mantiene un nivel de apalancamiento bajo, y mantiene su política de dividendos. De tal manera que, en el año móvil a junio 2018, la empresa ha reducido su deuda financiera. Incluso, debido a su mayor capacidad de generación de caja, mantienen ratios de apalancamiento neto negativos.

En febrero del 2018, Enel Generación incrementó el *payout* recogido en su política de dividendos, de manera que se contempla repartir hasta el 75% de la utilidad distribuable, distribuyendo tres dividendos provisorios de hasta 75% de las utilidades acumuladas a cada trimestre, y un dividendo complementario que se pagará en la fecha que determine el directorio.

### **¿Qué 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.

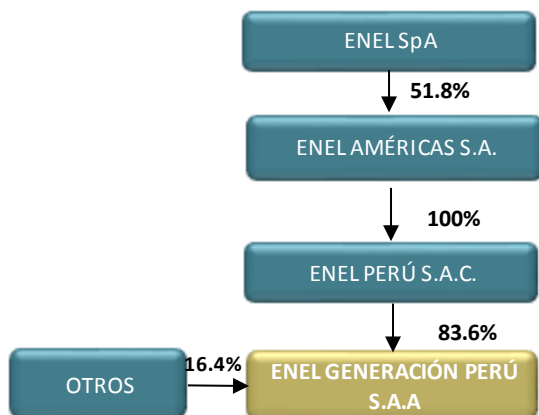
## ■ Acontecimientos Recientes

El 30 de agosto del 2018, entró en operación comercial la central C.H. Her 1 de Enel Generación Perú, con una potencia instalada de 0.70 MW.

## ■ Perfil

Enel Generación es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,597.7 MW. Es controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 83.6% del accionariado.

De esta manera, 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

El Grupo Enel es una de las principales multinacionales del mercado eléctrico y gas en el mundo, la cual realiza operaciones en 37 países en cinco continentes, mantiene alrededor de 2.1 millones de km y cuenta con una capacidad neta instalada aproximada de 64 GW. Actualmente, Enel S.p.A. (empresa holding del Grupo Enel) cuenta con un rating internacional de BBB+ asignado por FitchRatings.

El accionista controlador es Enel Américas S.A (antes denominado Enersis S.A. y posteriormente Enersis Américas S.A.), que pertenece al grupo italiano Enel y cuenta con un rating internacional de BBB+ asignado por FitchRatings. La empresa fue constituida y existe conforme a las leyes chilenas y, a partir del 17 de octubre del 2017, es titular del 99.99% de las acciones de Enel Perú.

## ■ 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.

Debido a la caída del precio de la energía, la compañía espera mantener entre el 65% y el 70% de su potencia efectiva contratada mediante contratos de mediano plazo, en su mayor parte, y de largo plazo (principalmente a precios firmes vía licitaciones).

La diferencia se contratará a precios regulados (tarifa en barra) si es energía retirada por las distribuidoras (tal como lo establece la ley N°25844) o será vendida al mercado spot, si es adquirida por otra empresa generadora. Así, a junio 2018, se mantenían contratos con 114 clientes libres y con 7 clientes regulados, los cuales representan el 95.5% de su potencia firme. Y la duración restante de los contratos al 30 de junio 2018, ponderada por la potencia fija y variable contratada, fue 6.7 años.

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 de hasta el 75% 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 centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

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 las 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.

A junio 2018, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,352.43 MW, superior de la registrada a fines del 2017 (10,248.2 MW). Este incremento se debe a la entrada de cuatro generadoras en el primer trimestre del 2018, entre las cuales destacan la Central Solar Rubí de Enel Green Power Perú S.A. (144.5 MW de potencia instalada) y el ciclo combinado de Termochilca (123.6 MW de potencia instalada) en marzo 2018.

En línea con lo descrito, a junio 2018, la participación de generación térmica en la potencia instalada del sistema disminuyó ligeramente respecto a junio 2017 a 57.1%, mientras que la participación hidráulica disminuyó de 39.1% a 37.8%.

Cabe destacar la participación de los RER no convencionales, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria, que alcanzaron 6.0% de la potencia instalada total, debido a la entrada de la C.S. Rubí (144.5 MW) y la C.S. Intipampa (40.5 MW). Por otro lado, es importante mencionar que del total de la producción de centrales térmicas, el 95.7% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

A junio 2018, la potencia instalada hidroeléctrica se mantuvo respecto a diciembre 2017, mientras que la potencia termoeléctrica aumentó en 1.4%. A pesar de este incremento, en los últimos 12 meses terminados a junio 2018, la generación RER e hídrica desplazaron a la producción térmica; creciendo en 32.6% y 2.4%, respectivamente; mientras que la producción térmica se redujo en 3.4%.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 38.5% y de origen hidráulico en 55.6%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas aumentaron su participación respecto del cierre del 2017 (4.6%), llegando a 6.0% en el año móvil a junio 2018, y se espera que mantengan esta participación 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. A junio 2018, la máxima demanda ascendió a 6,710.7 MW, superior en 1.73% a la máxima demanda registrada durante el 2017.

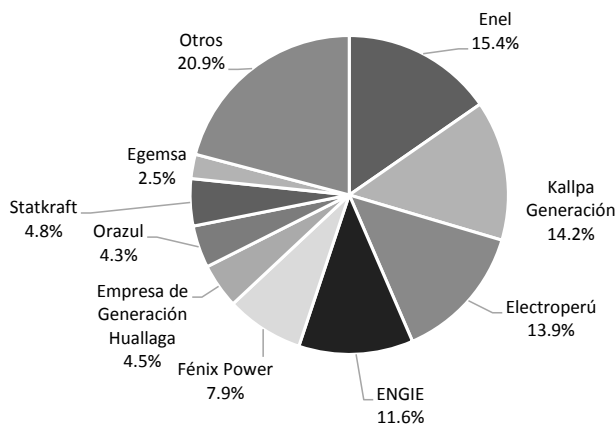
La máxima demanda alcanzada, durante el 2017, representó 82.2% de la demanda máxima proyectada para el 2017 por la Dirección General de Electricidad (DGE). El menor crecimiento de la demanda se debe principalmente a que no se concretaron importantes proyectos mineros en las fechas previstas.

Según A&A, con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2021.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2018-2020, se proyectan alrededor de ocho proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US\$482 millones. Sin embargo, debido al menor crecimiento de la demanda interna, se han reducido los incentivos para elaborar nuevos proyectos de generación.

En este contexto, cuatro de los proyectos anunciados para el periodo 2018-2020, con fecha de operación comercial dentro del 2018, no cuentan con avance de proyecto a junio 2018. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2018-2023, sólo tres cuentan con un avance mayor a 5%.

**Producción de Energía por Empresa  
Junio-18**



Fuente: COES

Por su parte, la energía generada en los 12 meses terminados a junio 2018 alcanzó los 49,699.4 GWh, creciendo en 1.5% respecto al 2017. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 5.4% entre los años 2013 y 2017.

Principales Proyectos de Generación

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.H. La Virgen	Junín	La Virgen	84	2T2018
2 C.H. Veracruz	Amazonas	Cía. Energética Veracruz	635	1T2022
3 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	1T2022
4 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: Osinergmin

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 se eliminarán con el ingreso de nuevas líneas de transmisión durante el 2018, que incrementarán la capacidad de transmisión entre el centro y 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.

Sin embargo, en el 2017, se siguieron presentando problemas de congestión en la interconexión Centro-Sur, debido a la carga de proyectos mineros en el sur del país. El límite de la interconexión Centro-Sur a diciembre 2017 fue 1,230 MW (860 MW a diciembre 2016), debido al ingreso de la línea de transmisión en 500 kV Mantaro-Poroma-Socabaya-Montalvo.

A partir de octubre 2017, los costos marginales son calculados por el COES como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión, calculado por cada barra del SEIN. Con excepción de un evento de congestión en las líneas de transmisión, los costos marginales de cada barra no deben variar significativamente respecto a la barra de referencia (Santa Rosa 220 kV).

En los 12 meses terminados a junio 2018, el mayor costo marginal del sistema fue en promedio US\$13.12/MWh (22.7% por encima del promedio de la barra de referencia), mientras que el menor costo marginal fue US\$10.1/MWh (5.7% por debajo del promedio de la barra de referencia).

El incremento en los costos respecto al 2017 (de US\$9.53/MWh a US\$10.69/MWh) se debió a un incidente en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea en febrero del 2018, que detuvo el abastecimiento normal de gas de Camisea por unos días para las empresas generadoras del país, aumentando el costo marginal promedio en la barra de Santa Rosa de US\$6.33/MWh en enero 2018 a US\$29.68/MWh en febrero 2018.

## Temas regulatorios

Respecto a la comercialización de energía, según la Ley para asegurar el desarrollo eficiente de generación eléctrica, publicado el 23 de julio del 2006, establece que los Usuarios que consuman energía dentro del rango que se establezca en el reglamento vigente, podrán acogerse a su elección, a la condición de Usuario Libre o Usuario Regulado. Sin embargo, este cambio de condición requerirá un preaviso con anticipación no menor a un año; y si el usuario cambia de condición deberá mantener esta nueva condición por un plazo no menor a tres años.

Durante el 2017, se promulgó la Resolución Ministerial N°197-2017-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2017 hasta abril 2018, manteniéndose respecto al establecido para mayo 2016 – abril 2017.

El 1 de enero del 2018, entró en vigencia el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME), aprobado con D.S. N°026-2016-EM, conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); y ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, se establece que el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender sobre la base de 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 para atender sus contratos de suministro; ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la máxima demanda registrada en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (Usuarios Libres con una potencia contratada igual o superior a 10 MW, o agrupaciones de Usuarios Libres cuya potencia contratada total sume por lo menos 10 MW) 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 a costo marginal de corto plazo, el mismo que se determina en las barras de 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.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP (con algunas excepciones para el caso de los participantes generadores) estarán obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado.

Entre los más relevantes figuran 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.

Hasta el 1 de octubre del 2017, se encontraba vigente el Decreto de urgencia N°049-2008, el cual estableció reglas excepcionales para determinar los Costos Marginales Idealizados y el cargo adicional al peaje de conexión.

A partir de dicha fecha, los costos marginales son calculados por el COES considerando las restricciones reales en la transmisión eléctrica y el transporte de gas, definidos como la suma del Costo Marginal de Energía y el Costo Marginal de Congestión.

Mediante Decreto Supremo N° 019-2017-EM se modificó la frecuencia con la cual los generadores que utilicen el gas natural como combustible declaren su precio único de gas, de una vez al año en el mes de junio a dos veces al año; uno en mayo para el periodo de estiaje y otro en noviembre para el periodo de avenida.

En diciembre 2017, mediante el Decreto Supremo N° 043-2017-EM se estableció el valor mínimo para la declaración única del precio de gas natural correspondiente al valor de la parte variable del contrato de suministro suscrito entre el productor y el generador eléctrico.

El precio único considerará los costos de suministro, transporte y distribución de gas natural, será calculado por cada generador, y su cálculo será verificado por el COES. Asimismo se regresó a una declaración anual de precios.

El 13 de diciembre de 2017 se publicó el Decreto Supremo 040-2017-EM, con el cual se estipula: A) Que en casos de Situación Excepcional el COES podrá emitir disposiciones para la operación del SEIN (por ejemplo, exceder las tolerancias de tensión y frecuencia) a fin de procurar el abastecimiento oportuno a los usuarios y minimizar los efectos de dicha Situación Excepcional; y, B) Que las empresas entreguen información de inflexibilidades operativas de las unidades de generación al COES y OSINERGMIN; así mismo, autoriza a OSINERGMIN disponer las acciones de supervisión y/o fiscalización correspondiente para lo cual debe aprobar el procedimiento correspondiente.

Por otro lado, en el Ministerio de Energía y Minas, el Viceministerio de Energía se reemplazó por, el Viceministerio de Electricidad y el Viceministerio de Hidrocarburos

## ■ Operaciones

Durante el primer trimestre del 2017, la zona centro del país fue afectada por una emergencia climática, ocasionando desconexiones de las centrales por excesos de sólidos en los ríos, daños en los canales de conducción de agua, dificultades para los traslados del personal por huaycos y derrumbe, entre otros problemas relacionados a las operaciones de la empresa.

La empresa contaba con pólizas de seguro vigentes, que cubrieron los daños causados por este evento. A junio 2018, la empresa ha recibido indemnizaciones por dicho concepto por S/ 35 millones. Adicionalmente, la Empresa ha conseguido exoneración regulatoria ante posibles sanciones por mala calidad de suministro mientras duren estos eventos.

Cabe recordar que, en el 2016, 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.

La Empresa (incluida su subsidiaria Chinango) cuenta con una capacidad efectiva de 1,597.7 MW. Asimismo, a junio 2018, su potencia firme ascendió a 1,548.5 MW, la misma que representó el 15.0% de la capacidad firme total del SEIN (10,352.4 MW a junio 2018).

Centrales	Jun-18	2017	Factor de Carga	
	Potencia Efectiva MW*	Potencia Efectiva MW	Jun-18	2017
C.H. Huinco	277.9	267.8	54.0%	52.1%
C.H. Matucana	137.0	137.0	87.5%	67.6%
C.H. Chimay	157.8	154.8	89.4%	80.9%
C.H. Moyopampa	69.2	69.1	71.6%	70.4%
C.H. Yanango	43.1	42.6	89.2%	60.6%
C.H. Huampaní	30.9	30.9	88.7%	94.9%
C.T. Ventanilla (GN)	479.3	479.3	69.6%	89.6%
C.T. Santa Rosa	402.6	414.6	21.9%	14.6%
<b>TOTAL</b>	<b>1,597.7</b>	<b>1,596.2</b>	<b>59.3%</b>	<b>59.6%</b>

Fuente: Enel Generación

\*En junio 2018 comenzaron la operación por pruebas de la C.H. Her 1, la cual a junio 2018 no cuenta con Potencia Efectiva ni Factor de Carga por que aún no entra en operación comercial

A junio 2018, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 55.2% es de origen hidráulico y 44.8% de origen térmico (56.0% y 44.0%, respectivamente a diciembre 2017).

## Principales Indicadores

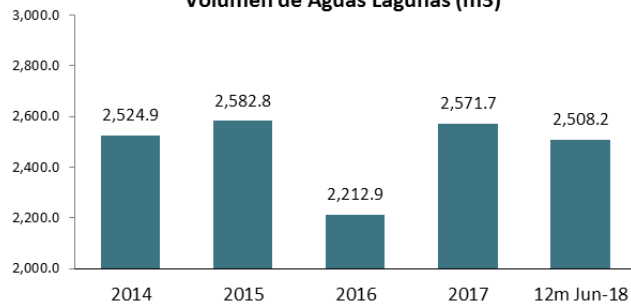
	2015	2016	2017	12m Jun18
<b>Generación GWh</b>	<b>8,370</b>	<b>8,152</b>	<b>7,000</b>	<b>7,668</b>
Hidráulica	4,725	4,207	4,066	3,925
Térmica	3,644	3,945	2,934	3,743
Hidráulica (%)	56.5%	51.6%	58.1%	51.2%
Térmica (%)	43.5%	48.4%	41.9%	48.8%
Regulados	4,531	5,029	4,838	4,323
Libres	3,441	3,661	4,009	4,805
Spot	961	583	547	1,218
<b>Total Volumen vendido (GWh)</b>	<b>8,932</b>	<b>9,274</b>	<b>9,394</b>	<b>10,346</b>
<b>Compras Energía</b>	<b>-714</b>	<b>-1,270</b>	<b>-2,537</b>	<b>-1,790</b>
<b>Ventas (Compras) Netas Spot</b>	<b>247</b>	<b>-686</b>	<b>-1,990</b>	<b>-572</b>
<b>Ingresos</b>	<b>1,824,265</b>	<b>1,951,935</b>	<b>1,958,451</b>	<b>2,130,549</b>
<b>Precio Promedio Soles</b>	<b>204.2</b>	<b>210.5</b>	<b>208.5</b>	<b>205.9</b>
<b>Tipo de Cambio</b>	<b>3.4</b>	<b>3.4</b>	<b>3.2</b>	<b>3.3</b>
<b>Precio Promedio US\$ / MWh.</b>	<b>59.9</b>	<b>62.7</b>	<b>64.3</b>	<b>62.9</b>

Fuente: Enel Generación, COES

\* Enel consolidado (Incluye generación Chinango)

Del total de sus diez centrales (incluyendo la C.H. HER 1, la cual se encuentra en periodo de prueba), ocho 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<sup>3</sup> 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.

## Volumen de Aguas Lagunas (m3)



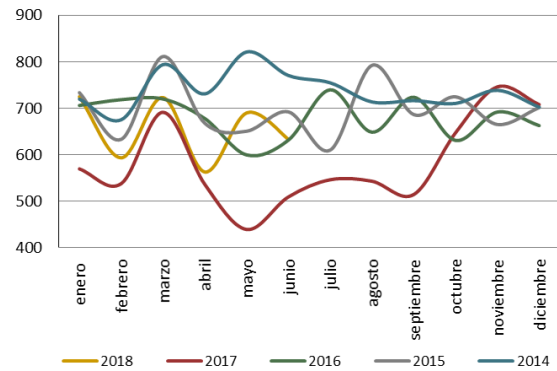
Fuente: EnelGeneración

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 continua, tal como lo exige la regulación para asegurar su remuneración por potencia.

La producción de energía de Enel Generación, durante el año móvil a junio 2018, aumentó a 7,634.1 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES. Dicha generación incrementó en 9.2% respecto al total generado durante el periodo 2017 (6,990.1 GWh), por una mayor actividad de las centrales térmicas en el periodo de análisis, especialmente por la Central Térmica Ventanilla.

## Generación mensual de energía (GWh)



Fuente: COES

La empresa espera que la Central Hídrica Callahuanca entre en operación en el segundo semestre del 2018.

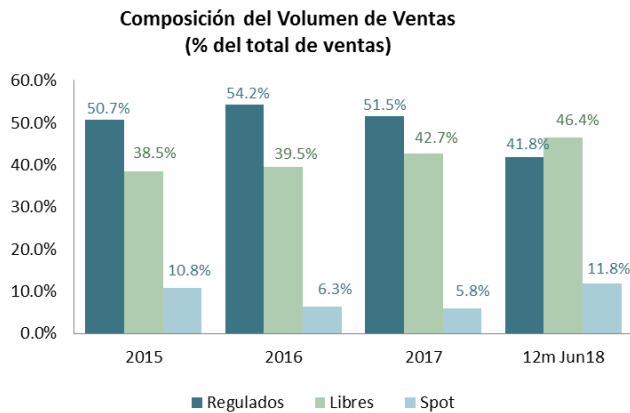
En el Perú, el despacho de energía se hace en función al costo variable, por lo que la diversificación de fuentes (hidráulica y térmica) y la eficiencia de sus plantas (tecnología de ciclo combinado, sistema dual) le ha permitido a Enel Generación mantener una presencia importante en el Sistema, ya que 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 en el año móvil a junio 2018 y el 14.4% de la potencia firme (21.6% y 14.4%, respectivamente, en el 2017).

Si se considera solo Electroperú, ésta representaba el 13.9% de la generación nacional en el periodo (15.9% a diciembre 2017) y el 8.5% 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. A junio 2018, contaban con contratos vigentes con 114

clientes libres y 7 clientes regulados, con un plazo restante promedio de 6.7 años.



Fuente: Enel Generación

De esta manera, al cierre del periodo de análisis, las ventas a clientes regulados disminuyeron respecto al 2017, representando 41.8% de las ventas totales (51.5% en el 2017). Cabe mencionar que entre sus principales clientes regulados se encuentran Enel Distribución, Luz del Sur y SEAL.

Por su parte, las ventas a clientes libres aumentaron en 19.9% respecto al 2017. Entre los principales clientes libres se encontraban: Minera Las Bambas (contrato iniciado en setiembre 2017), Minera Chinalco, Hudbay Perú, Minera Shouxin Perú y Siderperú

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.

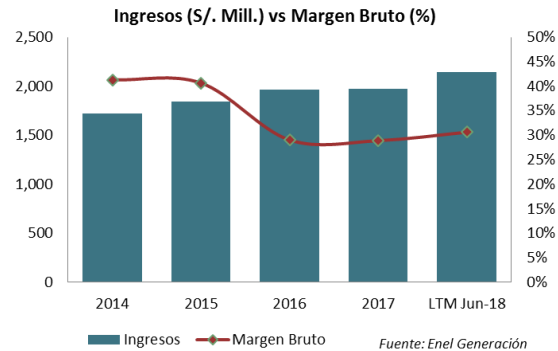
## ■ Desempeño financiero

En los 12 meses terminados en junio 2018, los ingresos de Enel Generación ascendieron a S/ 2,139.4 millones, creciendo en 8.7% respecto al 2017, debido a los mayores ingresos por potencia de terceros, los cuales crecieron en 17.0% respecto a los alcanzados en el 2017.

Cabe destacar, que no hay un incremento significativo entre la potencia contratada en el 2017 y a junio 2018 (1,542.2 MW a jun. 18 vs 1,548.2 MW a dic. 17). Sin embargo, la mayoría de estos contratos se cerraron a finales del 2017, por lo que recién se registran los ingresos asociados en el primer semestre del año.

Los nuevos contratos cambiaron la composición de la potencia contratada total. A diciembre 2017, la potencia contratada por usuarios libres representaba 49.6% del total, mientras que en junio 2018 estas representan el 53.9%.

Por otro lado, los ingresos por energía, aumentaron en 3.1%, debido al incremento en 10.1% a pesar de contar con un menor precio promedio (34.8 US\$/MWh a jun. 18 vs 37.5 US\$/MWh a dic.17).



Fuente: Enel Generación

Los costos de venta crecieron en 6.0% respecto al 2017, debido a los mayores costos de suministro, transporte y distribución de gas natural y de compra de energía, potencia y peaje.

La mayor compra de petróleo se debió al desabastecimiento de gas natural, como consecuencia a un incidente relacionado en el ducto de transporte de líquidos de gas natural de Camisea, en febrero del 2018, operado por la empresa Transportadora de Gas del Perú, que impidió el abastecimiento normal de Gas de Camisea en las generadoras del país, suspendiendo la producción de las centrales térmicas de Enel por unos días en el mes de febrero.

Del mismo modo, los gastos administrativos disminuyeron en 11.3% respecto al 2017, por el recupero del deterioro de cuentas por cobrar y la reducción de los gastos asociados a servicios prestados por terceros.

A diferencia del 2017, en los 12 meses terminados en junio 2018, se contaron con ingresos financieros netos de S/ 4.9 millones (en 2017 los gastos financieros netos sumaron -S/ 14.7 MM). Esta mejora se debió principalmente a los menores gastos financieros por concepto de intereses por bonos, dado el menor saldo de los mismos y a los mayores ingresos financieros por intereses por préstamos a entidades relacionadas y por depósitos bancarios, asociado a que la compañía mantiene sus excedentes de caja bajo un esquema de remuneraciones en cuentas corrientes bancarias en ambas monedas a tasas de mercado competitivas.

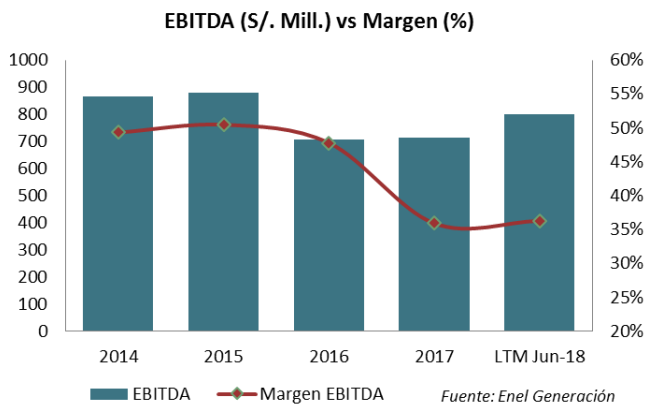
Además, el rubro de otros ingresos aumentó a S/ 242.3 millones, significativamente superior al registrado durante el 2017. Este incremento se debe a los ingresos generados por la venta de la participación en Enel Brasil a Enel Américas



por S/ 89 millones, y al resultado favorable de un proceso arbitral con un cliente por S/ 53 millones.

Como consecuencia de lo anterior, el EBITDA<sup>1</sup> aumentó a S/ 801.1 millones, superior en 12.1% a lo alcanzado a diciembre 2017, debido al mayor margen bruto en el periodo. Por lo tanto, el margen EBITDA aumentó respecto de lo registrado al cierre del 2017 y se ubicó en 37.4%.

Debido a esta mejora, y a los menores gastos financieros, el indicador de cobertura EBITDA / GF aumentó a 51.5x (24.8x al cierre del 2017), duplicando el indicador promedio de los últimos cinco años (23.5x).



La utilidad neta registrada en el año móvil terminado a junio 2018, ascendió a S/ 614.4 millones, por encima del resultado neto del ejercicio 2017 (S/ 447.2 millones). Esta mejora se debió tanto al mayor margen bruto; como al mayor resultado no operativo, debido al incremento de los ingresos financieros netos y a los ingresos por venta de acciones asociadas. Debido a los mayores resultados del período, el ROE aumentó de 15.4% a 20.0%.

Por otro lado, el flujo de caja operativo en el periodo fue S/ 581.1 millones (S/ 560.2 millones a diciembre 2017). Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo, pago de dividendos y otros financiamientos netos por S/ 65.5, 273.8 y 61.6 millones, respectivamente.

Así, el nivel de efectivo a junio 2018, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 702.0 millones (S/ 275.6 millones a diciembre 2017), monto que representaba 20.6x la porción corriente de la deuda. Este

<sup>1</sup> EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

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

El cálculo del EBITDA no incluye los ingresos no operativos por la indemnización del seguro relacionado a los daños materiales y al

incremento de efectivo se debió a la venta de acciones y a los desembolsos de préstamos a entidades relacionadas.

Es importante mencionar que la Compañía tiene un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo Enel en Perú, mediante la realización de préstamos hasta por US\$200 millones con el fin de optimizar los excedentes de caja, sumado a ello la Compañía mantiene líneas comprometidas bancarias por el monto de S/ 101.5 MM con diversas entidades financieras de primera línea del país, permitiéndole así afrontar sus necesidades de liquidez de manera eficiente y en el momento que considere oportuno.

En los últimos años, Enel Generación había reportado una caída en la generación de EBITDA (S/ 879 MM a dic. 2015, S/ 706 MM a dic. 2016 y S/ 714 MM a dic. 2017). Sin embargo, en los 12 meses terminados en junio 2018, el EBITDA ascendió a S/ 801.1 millones. En conjunto con la mayor generación de EBITDA; han disminuido la deuda financiera total, logrando mantener niveles bajos 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 - 0.7x en junio 2018.

## ■ 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.

La deuda financiera se redujo a S/ 149.5 millones, por debajo del 2017, principalmente por la cancelación del préstamo bancario con el Banco de Crédito. Del total de la deuda mantenida a junio 2018, sólo el 22.8% era deuda corriente.

Debido a la reducción de la deuda, y el mayor EBITDA, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) se redujo a 0.2x a junio 2018. Del mismo modo, el ratio de deuda sobre capitalización se redujo a 4.5%.

Del total de la deuda, 66.0% se encuentra denominado en dólares (76.0% a diciembre 2017). Además, ante el pago del arrendamiento financiero y el menor monto de préstamos bancarios, los bonos corporativos representan la mayor parte

lucro cesante de la central Callahuanca, la venta de Enel Brasil ni los ingresos resultantes del proceso arbitral con un cliente.

de la deuda financiera contraída. A diferencia de periodos anteriores, el 100% de la deuda cuenta con tasa fija.

**Deuda Financiera de Largo Plazo - Jun 2018**

	Moneda	S/. MM	Vencimiento	% sobre Deuda
<b>Bonos Corporativos</b>	S/ y US\$	145.32	Enero 2028	97.2%
<b>Préstamos Bancarios</b>				
Bank of Nova Scotia	US\$	4.17	Enero 2019	2.8%

\* Incluye intereses devengados y no pagados

Fuente: Enel Generación y Subsidiaria

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\$0.7 millones a junio 2018 (S/ 1.9 millones y US\$0.2 millones a diciembre 2017).

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	jun-18	2017	2016	2015	2014	2013	2012
(Deuda Financ. LP+ Parte corriente DLP) / Patrimonio	< 1.5	0.03	0.2	0.2	0.2	0.3	0.3	0.3
<b>Deuda / EBITDA</b>	<= 3.0	0.10	0.3	0.7	0.7	0.9	1.0	1.1

Fuente: Enel Generación

El indicador de liquidez, a junio 2018, se elevó a 2.66x, superior al reportado en diciembre 2017 de 2.11x, debido a la cancelación de la deuda bancaria. De esta manera, la Empresa muestra una elevada capacidad de repago del servicio de deuda, a partir de la generación de caja y la caja acumulada de 30.3x (triplicando el indicador 10.1x mantenido en el 2017).

## ■ Características de los instrumentos

A junio 2018, 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 instrumentos (Jun-18)**

Programa	Emisión	Monto (MM)	Colocación	Vencimiento
Tercer Programa Edegel	1era. - A	S/. 25.00	Junio. 2007	Junio 2022
	3era. - A	S/. 25.00	Julio. 2007	Julio 2019
	8va. - A	\$10.00	Ene. 2008	Enero 2028
	11 - A	\$8.17	Enero. 2009	Enero 2019
Cuarto Programa Edegel	5ta. - A	\$10.00	Sep. 2010	Setiembre 2020

Fuente: Enel Generación

Los bonos emitidos son *bullet*, y no cuentan con garantía específica ni orden de prelación en futuras emisiones de obligaciones.

### **Sexto Programa de Bonos Corporativos de Enel Generación Perú**

El programa tendrá una vigencia de seis años desde el momento de su inscripción.

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 (alrededor del 38.2%), financiar inversiones y financiar las necesidades de financiación adicionales de la compañía (aproximadamente 61.8), 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 se presenten a 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 Sexto Programa.

### **Acciones Comunes**

El capital social de Enel Generación, a junio 2018, está representado por 2,893'136,765 acciones comunes emitidas, cuyo valor nominal es S/ 0.88 cada una.

Cabe resaltar que, en la Junta Obligatoria Anual de Accionistas celebrada el 26 de febrero del 2018, se acordó como política de dividendos la repartición de hasta el 75% de las utilidades de libre disposición, cuyos montos y fecha de pago serían definidos por el Directorio en cada oportunidad.

En las sesiones de Directorio de abril 2016 y abril 2017, se aprobaron los dividendos provisorios para el 2017; por S/ 77.9 millones a marzo 2017, S/ 41.8 millones a junio 2017 y S/ 64.9 millones a setiembre 2017.

Además, se aprobó la distribución de un dividendo complementario por las unidades del ejercicio 2017 por S/ 75.4 millones (entregado en abril 2018) y el primer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 por S/ 80.5 millones (entregado en mayo 2018).

Del mismo modo, en la sesión de Directorio de julio 2018, se aprobó el segundo y tercer dividendo a cuenta del ejercicio 2018 por S/ 153.2 millones a agosto 2018 y S/ 87.9 millones a noviembre 2018.

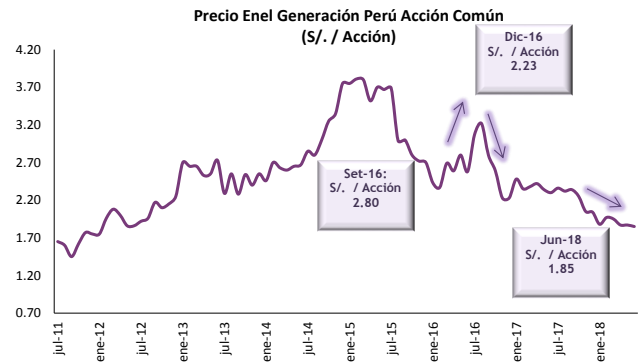
Además, en la Junta General de Accionistas realizada en julio 2018, se acordó la distribución de un dividendo extraordinario por S/ 213.6 millones, el cual fue entregado en julio. Asimismo, se acordó reducir el capital social en S/ 47.9 millones por devolución de aportes, con lo cual, el referido capital disminuyó a S/ 2,498'101,267.20, equivalente a 2,893'136,765 acciones comunes.

**Dividendos Repartidos**  
(Millones de soles)

	LTM Jun-18	2017	2016	2015	2014	2013
Utilidad Neta	614.4	447.2	251.1	468.8	557.4	455.1
Dividendos pagados	273.8	199.5	159.4	385.4	432.3	347.6

Fuente: Enel Generación

A junio 2018, el precio de la acción común cerró en S/ 1.85 (S/ 2.30 a junio 2017). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a junio 2018 fue de 60.0% (71.43% a junio 2017).



Fuente: BVL

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

Tipo de Cambio S/./US\$ a final del Periodo	3.27	3.24	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55
	LTM Jun18*	dic-17*	dic-16*	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
<b>Rentabilidad</b>							
EBITDA	801,131	714,466	706,286	879,126	867,030	709,701	755,345
Mg. EBITDA	37.4%	36.3%	35.9%	47.8%	50.5%	49.3%	49.6%
EBITDAR	801,131	714,466	706,286	879,126	867,030	709,701	755,345
FCF / Ingresos	11.3%	11.3%	26.7%	11.6%	3.2%	9.3%	13.0%
ROE	20.0%	15.4%	9.2%	17.4%	20.9%	17.5%	15.4%
<b>Cobertura</b>							
EBITDA / Gastos financieros	51.5	24.8	27.4	24.0	23.8	17.4	15.6
EBITDA / Servicio de deuda	16.2	7.3	3.6	3.0	5.8	3.6	4.1
FCF / Servicio de deuda	5.2	2.6	2.8	0.9	0.6	0.9	1.3
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	19.4	5.4	6.0	1.1	2.1	1.7	2.3
CFO / Inversión en Activo Fijo	8.9	4.1	6.8	10.6	6.0	9.8	6.8
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	30.3	10.1	6.8	3.3	7.3	4.4	5.1
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>							
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	4.5%	6.6%	13.8%	19.0%	23.0%	23.3%	25.4%
Deuda ajustada total / (FFO + GF+ Alquileres)	0.26	0.36	0.54	0.90	1.30	1.39	1.71
Deuda financiera total / EBITDA	0.2	0.3	0.6	0.7	0.9	1.1	1.1
Deuda financiera neta / EBITDA	-0.7	-0.1	-0.3	0.6	0.7	0.9	0.9
Costo de financiamiento estimado	8.5%	8.8%	4.6%	5.1%	4.5%	4.9%	5.1%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	22.7%	32.7%	38.7%	41.0%	14.0%	19.8%	15.8%
<b>Balance</b>							
Activos totales	4,598,815	4,509,218	4,539,556	4,414,341	4,540,403	4,618,464	4,536,263
Caja e inversiones corrientes	701,950	275,642	633,652	86,309	221,332	171,782	187,108
Deuda financiera Corto Plazo	34,004	69,219	170,482	256,609	113,291	157,384	137,382
Deuda financiera Largo Plazo	115,480	142,765	270,588	368,507	693,379	638,999	730,399
Deuda financiera total	149,484	211,984	441,070	625,116	806,670	796,383	867,781
Deuda fuera de Balance	4,178	2,536	2,627	3,556	2,746	2,550	8,819
Deuda ajustada total	153,662	214,520	443,697	628,672	809,416	798,933	876,600
Patrimonio Total	3,156,702	2,966,775	2,710,055	2,607,833	2,639,981	2,568,481	2,510,849
Acciones preferentes + Interés minoritario	74,857	70,727	72,807	67,238	71,138	66,797	67,217
Capitalización ajustada	3,385,221	3,252,022	3,226,559	3,303,743	3,520,535	3,434,211	3,454,666
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	3,231,559	3,037,502	2,782,862	2,675,071	2,711,119	2,635,278	2,578,066
<b>Flujo de caja</b>							
Flujo generado por las operaciones (FFO)	581,075	560,224	802,719	661,151	584,384	535,924	464,838
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	581,075	560,224	802,719	661,151	584,384	535,924	464,838
Inversiones en Activos Fijos	-65,495	-137,282	-118,096	-62,439	-96,733	-54,922	-68,062
Dividendos comunes	-273,794	-199,515	-159,395	-385,383	-432,331	-347,557	-199,232
Flujo de caja libre (FCF)	241,786	223,427	525,228	213,329	55,320	133,445	197,544
Ventas de Activo Fijo, Netas	-61,642	14,313	229,554	98	0	0	2,810
Otras inversiones, neto	57,878	-355,152	4,510	-58,877	65,615	23,955	1,859
Variación neta de deuda	-142,101	-215,442	-179,933	-264,847	-36,513	-128,565	-134,678
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses)	80,756	-14,152	-28,502	-30,713	-37,811	-44,161	-49,629
Variación de caja	176,677	-347,006	550,857	-141,010	46,611	-15,326	17,906
<b>Resultados</b>							
Ingresos	2,139,358	1,968,946	1,966,891	1,840,060	1,717,829	1,439,361	1,524,139
Variación de Ventas	12.1%	0.1%	6.9%	7.1%	19.3%	-5.6%	11.8%
Utilidad operativa (EBIT)	603,000	510,352	501,706	654,886	656,476	500,080	544,826
Gastos financieros	15,560	28,824	25,751	36,619	36,456	40,726	48,305
Resultado neto	614,414	447,233	251,076	468,791	557,398	455,085	386,886
<b>Información y ratios sectoriales</b>							
Generación Bruta (GWh.)	7,634	6,990	8,152	8,370	8,848	8,700	9,445
Participación en el COES	15.4%	14.3%	16.9%	18.8%	21.2%	21.9%	23.7%

**Vencimientos de Deuda de Largo Plazo**

(S/. Miles)	2019	2020	2021 +
	54,839	32,740	57,740

\* Los resultados a junio 2018, diciembre 2017 y diciembre 2016 no descuentan la deuda total por los intereses devengados

Incluye intereses activados. No se han realizado ajustes al resto de cuentas por este concepto.

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

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

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. César López Rojas #201, San Miguel
RUC:	20330791412
Teléfono:	(511) 215 6300
Fax:	(511) 421 7378 / 215 6370

## **RELACIÓN DE DIRECTORES**

José Manuel Revuelta Mediavilla	Presidente del Directorio
Daniel Abramovich Ackerman	Secretario del Directorio
Marco Raco	Vicepresidente del Directorio
Eugenio Calderón López	Director
Francisco García Calderón	Director
Carlos Rojas Perla	Director
Guillermo Lozada Pozo	Director
Rocío Pachas Soto	Director

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Marco Raco	Gerente General
Daniel Abramovich Ackerman	Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Finanzas y Gerente Planificación y Control (E)

## **RELACIÓN DE ACCIONISTAS**

Enel Perú S.A.C.	83.60 %
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 N°032-2015-SMV/01 y sus modificatorias, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Enel Generación S.A.A.**:

<u>Instrumentos</u>	<u>Clasificación*</u>
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 Sexto 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 0.2% 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.