

Enel Generación Perú S.A.A.

Descripción

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) ratificó la clasificación de riesgo de AAA(pe) al valor emitido bajo el Tercer Programa de Bonos Corporativos, cuyo saldo equivalente en soles, a junio 2022, ascendió a S/ 39.3 millones, y a los valores que se emitan bajo el Sexto Programa de Bonos Corporativos, hasta por US\$350 millones, respectivamente.

Fundamentos

Las clasificaciones de riesgo asignadas a Enel Generación Perú se fundamentan principalmente en el holgado nivel de capitalización de la empresa, su capacidad de generación a bajos costos y su 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 en el Sistema, incluida su filial Chinango, al ser la segunda generadora por energía eléctrica producida durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, la energía producida ascendió a 7,864.6 GWh y representó el 14.4% del total despachado en el SEIN.

Adicionalmente, la potencia efectiva consolidada (Enel Generación + Chinango) representó el 12.9% del sistema (12,841 MW), y, en conjunto, serían la segunda empresa en términos de potencia. La potencia efectiva conjunta de ambas empresas alcanzó 1,677.7 MW (47.4% en centrales hidroeléctricas y 52.6% en centrales térmicas a gas natural y diésel).

Asimismo, Enel Generación Perú cuenta con el respaldo en términos de *know - how* de su principal accionista, el Grupo Enel, el cual cuenta con amplia experiencia en el sector. Enel es una compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía y energías renovables. Es la mayor empresa de servicios europea por EBITDA ordinario, y está presente en 30 países en todo el mundo, produciendo energía con alrededor de 92.3 GW de capacidad gestionada. Enel distribuye electricidad a través de una red de más de 2.3 millones de kilómetros, y tiene alrededor de 74 millones de usuarios finales comerciales y domésticos a nivel mundial.

Durante el año móvil a junio 2022, el EBITDA ascendió a S/ 1,052.3 millones, aumentando en 9.5% respecto al 2021, debido a los mayores ingresos por venta de energía y potencia a clientes regulados. A junio 2022, la deuda financiera ascendió a S/ 249.3 millones, resultando en un indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) de 0.2x. Así, la empresa mantiene un nivel de apalancamiento bajo y ha podido financiar su *capex* con la generación de caja.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

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.

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

Con información financiera a junio 2022.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 07/11/2022 y 30/05/2022.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

S/ MM	LTM Jun-22	Dic-21	Dic-20
Ingresos	1,997.6	1,789.2	1,540.1
EBITDA	1,052.3	961.0	814.0
Flujo de Caja Operativo	907.4	539.0	718.8
Deuda Total	249.3	287.5	114.2
Caja	423.0	198.5	555.6
Deuda Financiera / EBITDA	0.2	0.3	0.1
Deuda Financiera Neta / EBITDA	-0.2	0.1	-0.5
EBITDA/ Gastos Financieros	87.2	196.4	134.7

Fuente: Enel Generación

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas no Financieras (Marzo 2022)

Analistas

Sandra Guedes
sandraguedes@aai.com.pe

Julio Loc
julioloc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

Acontecimientos Recientes

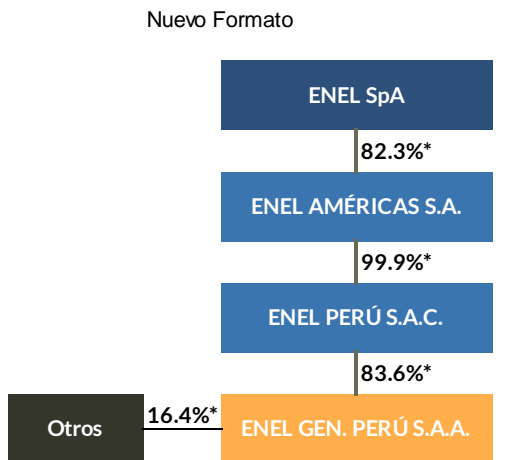
El 20 de junio del 2022 se hizo efectiva la reducción de capital social, de S/ 2,108'101,266.48 a S/ 1,538'101,266.24, bajo la modalidad de devolución de aportes, de acuerdo a lo acordado en la Junta General Obligatoria Anual de marzo 2022.

El 3 de octubre se celebró una sesión de directorio, en la cual se trató la posibilidad de absorción de Enel Generación Perú a la relacionada Enel Green Power Perú. Así, en la misma sesión, se anunció la creación de un comité integrado exclusivamente por directores no vinculados, el cual estará a cargo de las designaciones a terceros que efectuarán la valorización correspondiente, en función a la cual opinará respecto a la relación de canje, así como llevará a cabo otras actividades relacionadas con el anteriormente referido proceso de fusión.

Perfil

Enel Generación Perú es una de las principales generadoras eléctricas del país con una potencia efectiva, incluida su filial Chinango, de 1,677.7 MW. Es controlada por el grupo Enel, compañía multinacional que posee actualmente el 83.6% del accionariado a través de Enel Perú.

De esta manera, el accionariado además 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:



* porcentajes aproximados
 Fuente: Enel Generación Perú

Enel es una compañía eléctrica multinacional y un actor integrado líder en los mercados mundiales de energía y energías renovables. Está presente en 30 países en todo el

mundo, produciendo energía con alrededor de 92.3 GW de capacidad gestionada.

Enel distribuye electricidad a través de una red de más de 2.3 millones de kilómetros, y con más de 74 millones de usuarios finales comerciales y domésticos a nivel mundial. El Grupo tiene la mayor base de clientes entre sus pares europeos.

Actualmente, Enel S.p.A (Empresa *Holding* del Grupo Enel), cuenta con un *rating* internacional de BBB+ asignado por Fitch Ratings.

Estrategia

El Grupo Enel ha colocado la sostenibilidad y la innovación en el centro de su estrategia de negocios. Además, el Grupo viene incorporando como estrategia la Economía Circular en toda la cadena de valor. Esta estrategia se basa en 5 pilares: Inputs Circulares (en base de insumos renovables), Extensión de la vida útil, Producto como servicio, Plataformas para compartir y nuevos ciclos de vida.

Como estrategia para afrontar el contexto de sobreoferta del sector, la compañía buscó firmar contratos de energía a mediano plazo. De esta manera, en los últimos años, han incrementado significativamente el porcentaje de potencia efectiva contratada, lo que le da estabilidad a su flujo de caja, además de incorporar cláusulas de ajuste de precios en función a sus costos.

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 diciembre 2021, la Empresa mantiene contratos de energía con 82 clientes libres y 8 contratos de suministro con clientes regulados.

En cuanto a la estrategia financiera, el objetivo de la Empresa es financiar su plan de inversiones con generación de caja propia y deuda (bancaria y bonos), manteniendo un adecuado nivel de capitalización que, a su vez, le permita mantener su política de dividendos actual de hasta el 100% de las utilidades distribuibles, con el fin de maximizar el retorno a sus accionistas.

Sector Eléctrico

Futuro de la Oferta de Energía en el SEIN

En los últimos años, debido a la sobreoferta de capacidad de generación y los precios del mercado, han existido pocos incentivos para la inversión en proyectos de generación. A pesar de existir un número importante de proyectos de generación en cartera, éstos no han entrado en operación comercial. De esta manera, la potencia instalada creció sólo

en 509 MW entre el 2018 y agosto 2022, muy por debajo de lo registrado en años anteriores.

De acuerdo a Osinergmin, a julio 2022 (última información disponible), se cuenta con 65 proyectos de generación en el *pipeline*, los cuales representan 6,089.3 MW y US\$13,050 MM. Sin embargo, sólo nueve de estos proyectos cuentan con un avance significativo, que incluye a un proyecto paralizado con un avance del 42%.

Además, 16 proyectos se encuentran en la fase de estudios. Así, de la cartera de 65 proyectos de generación, 40 se encuentran paralizados. Cabe destacar que esto incluye a cuatro proyectos paralizados debido a problemas con los proyectos de transmisión asociados a los generadores, sin los cuales el generador no podría inyectar energía en el SEIN.

Se debe destacar que 34 de estos proyectos contaban con una fecha estimada de operación comercial entre los años 2011 y 2021, los cuales representaron 1,786.4 MW de potencia instalada que no entraron en operación en el SEIN.

Entre los proyectos paralizados, destaca la Concesión C.H. Veracruz con una potencia instalada de 635 MW, la cual pidió la resolución del contrato de concesión; y la C.H. Chadin 2 con 600 MW, la cual tiene una fecha de entrada en operación en agosto del 2023 y, a la fecha, no ha iniciado la ejecución de las obras.

Debido a estos problemas, si sólo consideramos los proyectos en construcción, la capacidad instalada aproximada que entraría en los próximos cinco años sería de sólo 950 MW. Al incluir los proyectos en fase de estudios, si es que estos entran en operación en la fecha estimada por el regulador, esta capacidad aumentaría a alrededor de 2,300 MW en los próximos seis años.

Se debe destacar que, dependiendo de la complejidad del proyecto, la construcción de centrales hidroeléctricas puede demorar muchos años, por lo que se debería iniciar proyectos de gran envergadura en el corto plazo para poder asegurar generación eficiente de este recurso en el futuro.

En el caso de la generación térmica, el gaseoducto de Gas Natural de Camisea se encuentra en su capacidad máxima y no se cuentan con avances con el proyecto del Gaseoducto del Sur. Debido a esto, la ampliación de generación térmica eficiente en el corto plazo es poco probable hasta que se concrete algún proyecto de distribución de gas natural.

Respecto a la generación RER, se cuenta con una meta de lograr que el 15% de generación con fuentes renovables para el 2030 (9.6% en los últimos 12 meses a junio 2022).

Actualmente se están evaluando algunas modificaciones en la regulación para incentivar la inversión en capacidad de generación RER solar. Se debe destacar que, de los 9

proyectos en construcción, 7 son proyectos de generación RER (incluyendo a pequeñas hidroeléctricas) y se espera que el mayor crecimiento en generación en los próximos años sea de estas tecnologías.

Sin embargo, se debe considerar que, con la finalidad de enfrentar el aumento de la inflación, el BCRP viene aumentando gradualmente la tasa de referencia, ubicándose, desde octubre 2022, en 7.00% (2.5% a dic. 2021). Este incremento tendrá un impacto en el costo de financiamiento para las empresas generadoras que no tengan fuentes de financiamiento diversificadas, lo que podría reducir la viabilidad a ciertos proyectos de generación por los sobrecostos financieros.

Se debe destacar que aún se mantiene un margen de reserva importante en el sistema. Así, a junio 2022, el margen del sistema fue 81%. Asimismo, el margen de reserva eficiente (margen de reserva sin incluir los generadores de diésel, carbón y residual) considerando la potencia efectiva a junio 2022 se reduce a 41%. Este margen no considera la potencia efectiva de la reserva fría que utilizaría gas natural cuando se concluya la construcción del gaseoducto sur.

Si bien este margen es adecuado, si la oferta no logra seguir el ritmo de crecimiento de la demanda en los próximos años, una mayor reducción de este margen resultará en un incremento general de los precios, o una alta volatilidad en los precios en el mercado de energía. Se debe destacar que este incremento podría ser de hasta 9.0x los precios actuales en el mercado *spot*.

Propuesta de modificación de Ley N°28838 – Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica

El 22 de junio 2022 se publicó una propuesta de iniciativa legislativa mediante la Resolución Ministerial N°227-2022, que busca modificar la Ley N°28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Esta propuesta expone diversas modificaciones en la normativa del mercado eléctrico, y busca garantizar el abastecimiento confiable y eficiente del suministro eléctrico.

La primera propuesta es la modificación en los contratos de licitaciones de suministro para el mercado regulado, para posibilitar la participación de los generadores RER solares.

Actualmente, estos contratos se licitan en base a potencia con energía asociada. Para poder contratar los suministradores deben contar con potencia y energía firme. La potencia firme y energía firme son cantidades calculadas por el COES, y representan cuánto puede producir el generador a lo largo de su vida con cierto nivel de seguridad, es decir, con poca probabilidad de sufrir cortes de suministro.

Debido al tipo de tecnología utilizado, las centrales RER solares no convencionales carecen de potencia firme o su nivel es mínimo, por lo que no pueden participar en estas licitaciones de largo plazo sin comprar dicha potencia firme a terceros.

Esta participación se podría lograr permitiendo firmar contratos de abastecimiento de sólo potencia o sólo energía. Además, la propuesta de modificación propone que las centrales de reserva, que disponen de potencia firme pero debido que no son eficientes no inyectan energía al sistema, firmen contratos de sólo potencia firme.

La modificación propuesta para las licitaciones es utilizar el modelo de contratación de energía por bloques horarios, a efectos de realizar el reparto de la curva horaria de las distribuidoras. Así, la potencia firme se contrataría solo en el bloque horario de punta del sistema, punto en el cual la demanda coincidente con este bloque horario determina los aportes del generador a la bolsa de potencia en el Mercado de Corto Plazo.

La propuesta espera que esta modificación incentive una mayor inversión en generación RER no convencional, y que la mayor competencia en las licitaciones de usuarios regulados resulte en un menor precio promedio, acompañando la tendencia decreciente del precio promedio de los contratos firmados con usuarios libres en los últimos años.

En el caso de las centrales RER, la Clasificadora considera importante incluir en el análisis la confiabilidad de estas generadoras, es decir, su capacidad de generación para cumplir con los requerimientos de demanda en tiempo real. Debido que estas centrales no pueden asegurar el nivel de energía que van a generar, firmar contratos de venta de energía podría exponerlas a comprar energía en el mercado *spot* para cumplir con sus contratos con terceros.

Otra modificación se aplica a los usuarios regulados que consuman entre 0.2 y 2.5 MW, los cuales, en la regulación vigente, pueden optar por ser usuarios regulados o usuarios libres. De acuerdo a la exposición de motivos de la propuesta legislativa, darles la opción a estos usuarios vuelve menos certera las estimaciones de demanda para usuarios regulados.

Cabe destacar que, entre los años 2016-2019, se registró una alta migración de usuarios regulados a libres. Esta migración, de acuerdo al documento, resultó en empresas de distribución con obligaciones de pago de potencia no cubiertas por la demanda.

La modificación propuesta es que los usuarios que pertenezcan a este rango de demanda se encuentren obligados a contratar su potencia con la distribuidora local a un precio regulado establecido y sólo puedan negociar el precio de la energía con terceros.

Además, otra modificación es respecto al precio en barra fijado por OSINERGMIN, el cual no puede diferir en más de 10% respecto al promedio ponderado de los precios de las licitaciones, considere también en su ponderación el precio promedio de los usuarios libres. Este mercado muestra mayor dinamismo y, a diferencia del precio promedio de los usuarios regulados, ha registrado una tendencia decreciente en los últimos años.

Respecto a los sistemas aislados, se plantea modificar la regulación para que dependa del MINEM y no de las distribuidoras de los sistemas aislados convocar licitaciones. De acuerdo al documento, el acceso de nuevos generadores en los sistemas aislados se encuentra sujeto a la voluntad del distribuidor de permitir suscribir un contrato de suministro a un plazo suficiente para realizar inversiones. Asimismo, se plantea crear una organización independiente, similar al COES pero con personería jurídica propia para la coordinación de estos sistemas aislados.

En el caso del proceso de adjudicación de las APP (Asociación Público Privada) de transmisión, se destaca que el proceso de adjudicación ha pasado, en los últimos años, de 14 a 30.6 meses, lo cual aplaza la puesta en operación comercial. Como solución, se busca incluir un procedimiento sectorial de concurrencia de interesados. La propuesta pide que el COES brinde asistencia al MINEM en estos procesos para reducir el tiempo promedio de adjudicación.

Modificación de procedimiento sobre declaratoria de precios de gas natural

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

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

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

Mediante el DS N°003-2021-EM, se aprobó la modificación del reglamento de Concesiones Eléctricas para mejorar la eficiencia en el uso de la capacidad de transporte de gas para la generación térmica con gas natural y el pago de la potencia

firme.

En el decreto se define un Factor de Referencia a la Contratación (FRC) de la Cantidad Reservada Diaria de los contratos de Transporte de Gas natural por tipo de tecnología, con lo cual los generadores ya no tienen la obligación de contratar transporte firme por el 100% de la capacidad de la central, sino una fracción equivalente al FRC para poder tener 100% por potencia.

Como consecuencia de lo anterior, OSINERGMIN aprobó los valores de FRC vigentes para el periodo 1ro. de junio 2021 al 30 de abril del 2025. Así mismo, estableció que los generadores eléctricos pueden acreditar la garantía de la capacidad de transporte de gas natural, con la Capacidad Reservada Diaria adquirida mediante transferencias organizadas en el Mercado Secundario de Gas Natural.

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

Cabe señalar que las subastas electrónicas y las funciones del Gestor de Gas Natural iniciarán en cuanto se tenga la plataforma correspondiente y los reglamentos respectivos que aún se encuentran en elaboración.

Los estimados iniciales de mercado esperaban que el nuevo precio promedio del mercado *spot* sea cercano a US\$25/MWh. De esta manera, el precio promedio en la barra de referencia (Santa Rosa), en el segundo semestre del 2021, fue de US\$25.56/MWh. Sin embargo, este costo ha mostrado una tendencia creciente en el 2022, registrando un promedio de US\$28.74/MWh en los primeros siete meses del 2022, alcanzando un máximo de US\$33.44/MWh a julio 2022.

Otros temas regulatorios del sector eléctrico

El 26 de febrero del 2022, se aprobó la ley que modifica los artículos 1, 2 y 3 e incorpora el artículo 3-A en la Ley 27510, ley que crea el fondo de compensación social eléctrica (FOSE). Mediante esta modificación, se busca ampliar el universo de beneficiarios e incluir como aportantes a los usuarios libres.

Así, se modificó el consumo máximo para recibir subsidios como usuario residencial, de 100 Kw.h/mes como menor o igual 140 Kw.h/mes. Cabe destacar que estos beneficiados no se deben encontrar ubicados en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto, según el plano estratificado disponible por la INEI (Instituto Nacional de Estadística e Informática).

Asimismo, se incluyó entre los usuarios que recibirían un recargo en la facturación a los usuarios libres, incluyendo los retiros que efectúen los mismos en el mercado mayorista de electricidad. Esas modificaciones aplican a partir del pliego tarifario del mes de enero 2023, con excepción de la no inclusión de los usuarios en las manzanas calificadas como estrato alto y medio alto.

El 9 de agosto del 2022, mediante la Resolución Ministerial N°285-2022, se aprobaron los términos de referencia para la elaboración del Informe Ambiental Anual de las Actividades Eléctricas. Entre la estructura de contenidos mínimos del mismo, se incluyen: i) descripción del programa de monitoreo de cada entidad; ii) consumo estimado de insumos, recursos y generación de residuos sólidos; y, iii) matriz de cumplimiento de compromisos ambientales.

Operaciones

La Empresa (incluida su subsidiaria Chinango) cuenta con una capacidad efectiva de 1,677.7 MW, la cual representó el 12.9% de la capacidad efectiva del SEIN (12,955 MW a junio 2022).

Centrales	Jun-22	2021	Factor de Carga	
	Potencia Efectiva MW	Potencia Efectiva MW	Jun-22	2021
C.H. Huinco	277.9	277.9	47.4%	52.1%
C.H. Matucana	137.0	137.0	80.8%	71.0%
C.H. Chimay	152.3	152.3	68.5%	61.4%
C.H. Callahuanca	84.4	84.4	81.5%	81.6%
C.H. Moyopampa	69.1	69.1	84.6%	85.4%
C.H. Yanango	43.1	43.1	74.0%	56.6%
C.H. Huampaní	30.9	30.9	83.6%	77.6%
C.H. Her1	0.7	0.7	42.2%	0.0%
C.T. Ventanilla (GN)	471.6	471.6	63.1%	79.1%
C.T. Santa Rosa I	225.7	225.7	5.9%	9.0%
C.T. Santa Rosa II	184.9	184.9	12.2%	21.1%
TOTAL	1,677.7	1,677.7		

Fuente: Enel Generación Perú

A junio 2022, del total de la potencia efectiva de la Empresa, el 47.4% es de origen hidráulico y 52.6% de origen térmico, manteniéndose respecto al cierre del 2021.

Principales Indicadores

	2019	2020	2021	LTM Jun-22
Generación GWh	7,585	7,104	7,802	7,716
Hidráulica	4,316	4,363	4,417	4,236
Térmica	3,269	2,741	3,385	3,480
Hidráulica (%)	56.9%	61.4%	56.6%	54.9%
Térmica (%)	43.1%	38.6%	43.4%	45.1%
Regulados	4,147	3,729	3,416	3,838
Libres	5,355	4,335	4,544	4,382
Spot	7,610	7,117	7,820	7,737
Total Volumen vendido (GWh)	17,111	15,181	15,780	15,957
Compras Energía	-9,540	-8,017	-8,087	-8,306
Ventas (Compras) Netas Spot	-1,930	-900	-267	-974
Ingresos	1,668,261	1,540,055	1,789,197	1,988,002
Precio Promedio Soles	97.5	101.4	113.4	124.6
Tipo de Cambio	3.3	3.6	4.0	3.8
Precio Promedio US\$ / MWh.	29.4	28.2	28.4	32.6

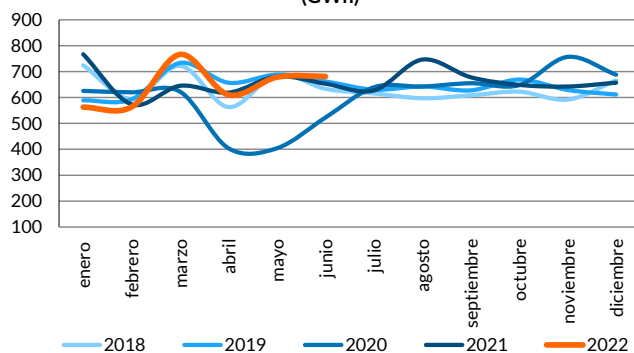
Fuente: Enel Generación Perú, COES

* Enel consolidado (Incluye generación Chinango)

Debido a su diversificado portafolio y la eficiencia de sus centrales, Enel (y su subsidiaria Chinango) es capaz de estar presente en el despacho de energía tanto en la época de estiaje (mayo a octubre), como en la de avenida (noviembre a abril).

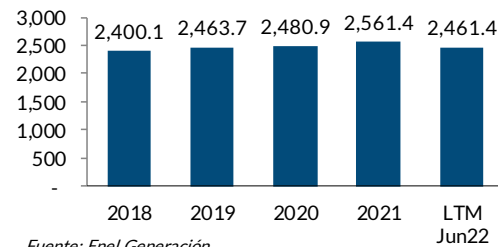
La producción de energía de Enel Generación Perú y subsidiaria, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, fue de 7,864.6 GWh, de acuerdo a lo reportado por el COES.

Dicha generación se redujo en 1.0% respecto al total generado durante el periodo 2021 (7,941.9 GWh). Cabe destacar que la generación térmica creció en 3.0%, mientras que la hídrica se redujo en 4.1% respecto al 2021.

Generación mensual de energía (GWh)


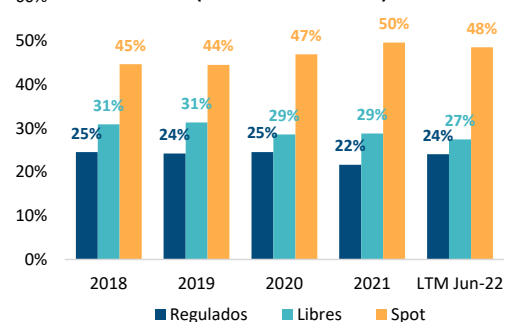
Fuente: COES

Del total de sus once centrales, 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 282.35 millones de m³ 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: Enel Generación

Las centrales térmicas utilizan el gas natural ("GN") de Camisea y diésel para la generación de energía, por lo que mantienen contratos de suministro, transporte y distribución de GN por un volumen de 3.9 MMm³d hasta el 2029.

Composición del Volumen de Ventas (% del total de ventas)


Fuente: Enel Generación Perú

En cuanto al almacenamiento del gas, Enel Generación Perú 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.

Por su parte, Enel Generación Perú 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.

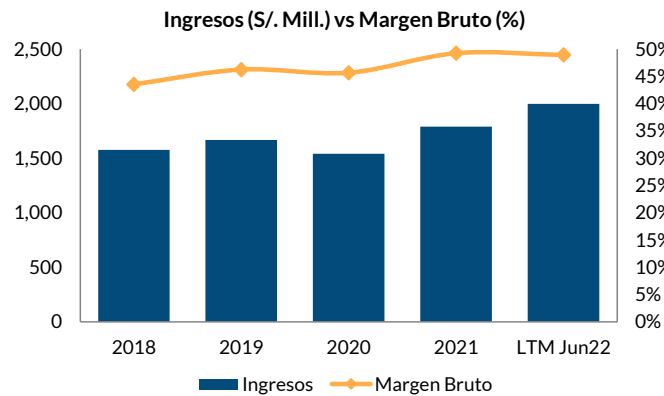
Cabe mencionar que entre sus principales clientes libres, se encuentran: Minera Las Bambas, Minera Chinalco, Hudbay Perú, Shougang Hierro Perú y Empresa Siderúrgica del Perú.

Desempeño Financiero

Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, los ingresos de Enel Generación Perú ascendieron a S/ 1,997.6 millones, aumentando en 11.7% respecto al 2021, debido al



mayor volumen de venta de energía y potencia a clientes regulados.



Fuente: Enel Generación Perú

Los costos operativos aumentaron en 12.4%, respecto al 2021, debido a los mayores costos de compra de energía, potencia y peaje, asociados al incremento del precio *spot*. En cuanto a los gastos administrativos, estos se mantuvieron estables respecto al 2021.

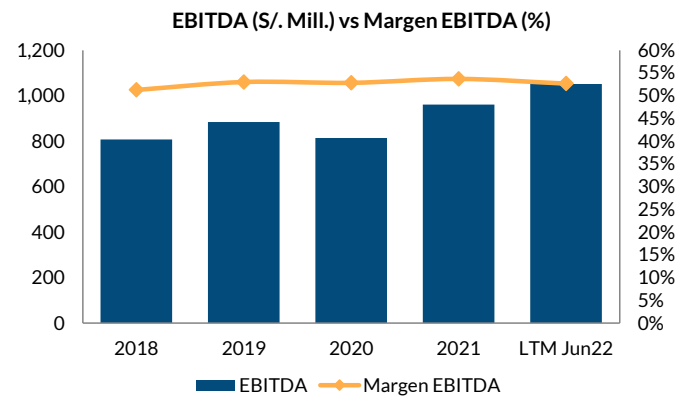
Durante los últimos 12 meses terminados a junio 2022, se contaron con ingresos financieros netos (sin considerar dividendos ni gastos financieros asociados a contingencias) positivos por S/ 15.4 millones (S/ 6.7 millones en el 2021).

Además, el rubro de otros ingresos ascendió a S/ 57.7 millones (S/ 49.6 millones en el 2021). Durante el periodo, se contaron con ingresos por un acuerdo extrajudicial con un proveedor y por una indemnización por daño material y lucro cesante por daños en una unidad de la central Santa Rosa. Cabe destacar que esta unidad ya se encuentra operando normalmente.

El EBITDA¹ del periodo ascendió a S/ 1,052.3 millones, creciendo en 9.5% respecto al 2021, debido a los mayores ingresos. Así, el margen EBITDA aumentó a 52.7% (53.7% en el 2021).

¹ EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización.

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



Fuente: Enel Generación Perú

Debido a los mayores gastos financieros, el indicador de cobertura EBITDA/GF del periodo ascendió a 87.2x (196.4x al cierre del 2021). Se debe destacar que la Empresa ha mantenido niveles muy holgados de cobertura en los últimos años.

La utilidad neta registrada en el periodo ascendió a S/ 694.2 millones, superior al resultado neto del ejercicio 2021 (S/ 606.3 millones) y es la mayor utilidad neta registrada por la Empresa. Este incremento se debió, principalmente, a la recuperación de los ingresos en el periodo, y a los otros ingresos.

Por otro lado, el flujo de caja operativo del año móvil a junio 2022 fue S/ 907.4 millones (S/ 539.0 millones a diciembre 2021). Dicho monto, sumado al saldo disponible de caja, permitió cubrir las inversiones en activo fijo y pago de dividendos por S/ 188.0 y 577.0 millones, respectivamente.

Así, el nivel de efectivo a junio 2022, considerando además la generación acumulada, ascendió a S/ 423.0 millones (S/ 198.5 millones a diciembre 2021), monto que representaba 2.3x la porción corriente de la deuda.

Es importante mencionar que la Compañía tiene un sistema de gestión financiera del circulante entre las compañías del Grupo Enel en Perú, mediante la disposición de líneas de crédito *intercompany* y líneas bancarias comprometidas por US\$63 millones con bancos locales.

Cabe destacar que, gracias a la mayor generación de EBITDA, se ha logrado disminuir la deuda financiera, resultando en bajos niveles 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 0.2x en los últimos 12 meses a junio 2022.

Estructura de capital

La deuda financiera se redujo a S/ 249.3 millones, por debajo de la mantenida al cierre del 2021 (S/ 287.5 millones), debido a la amortización programada de los créditos vigentes. Cabe destacar que el 74.9% de la deuda es corriente, debido a la toma de un crédito bancario de corto plazo por US\$46.0 millones en el 2021. Esta deuda fue utilizada para financiar capital de trabajo y hacer más eficiente su estructura de capital.

Debido a esta reducción, el indicador de apalancamiento (Deuda Financiera / EBITDA) fue de 0.2x, manteniéndose similar a los niveles mantenidos en periodos anteriores.

Además, debido a una reducción de capital por S/ 647.7 millones bajo modalidad de devolución de aportes, el ratio de capitalización aumentó a 10.2% (9.8% a dic.21). Sin embargo, la empresa mantiene un ratio de deuda sobre capitalización bajo.

Del total de la deuda, el 100% se encuentra denominada en dólares (78.5% a diciembre 2021). Cabe destacar que los bonos corporativos representan el 15.8%; el resto se encuentra compuesto por un préstamo bancario y *leasing* financiero y operativos.

Adicionalmente, Enel Generación Perú 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\$0.1 millones a junio 2022, manteniéndose respecto al 2021.

En virtud de algunas obligaciones financieras², la empresa se ha comprometido a cumplir los siguientes resguardos financieros, los cuales viene cumpliendo de manera holgada.

Resguardos Financieros

Resguardo	Límite	Jun-22	2021	2020	2019
(Deuda Fin EneL Gx + Deuda Fin Chinango- Caja [hasta 50msud])/Patrimonio Consolidado)	< 1.5	0.03	0.03	-0.02	-0.02

Fuente: Enel Generación Perú

El indicador de liquidez, a junio 2022, se redujo a 0.65x, por debajo al reportado en diciembre 2021 (0.98x), debido al saldo de cuentas por pagar a relacionadas por S/ 472.8 millones. Esta cuenta por pagar está relacionada a la reducción de capital bajo la modalidad de aportes. Estas

cuentas serán cubiertas con el saldo de caja que mantiene la empresa y la generación de efectivo del año.

Asimismo, se debe destacar que la Empresa mantiene liquidez holgada para el nivel de obligaciones de corto plazo que mantiene. De esta manera, la Empresa muestra una elevada capacidad de cumplir con su servicio de deuda, a partir de la generación de caja del año, de 5.3x (superior al indicador 4.2x mantenido en el 2021).

Características de los instrumentos

A junio 2022, Enel Generación Perú mantenía en circulación los siguientes bonos emitidos bajo el marco del Tercer Programa de Bonos, cuyas características se resumen a continuación:

Programa	Emisión	Monto (MM)	Colocación	Vencimiento
Tercer Programa Etegel	8va. - A	\$10.00	Ene. 2008	Enero 2028

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 tiene una vigencia de seis años desde el momento de su inscripción.

El monto del programa es 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 podrían ser utilizados para reperfilear la deuda financiera vigente, financiar inversiones y financiar las necesidades de financiación adicionales 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.

² Resguardos del tercer y cuarto programa de bonos corporativos.

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 realizarían 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 de Bonos Corporativos.

Acciones Comunes

El capital social de Enel Generación Perú, a junio 2022, está representado por 1,747'842,348 acciones comunes emitidas (2,395'569,621 acciones a diciembre 2021), cuyo valor nominal es S/ 0.88 cada una.

La Junta General Obligatoria Anual de Accionistas se desarrolló de manera no presencial el 25 de marzo 2022; Enel Generación Perú aprobó la política de dividendos 2022, en la cual mantuvo el *payout* hasta el 100% de la utilidad distributable.

Asimismo, en caso así lo disponga la junta general de accionistas, se podrá distribuir en efectivo hasta el 100% de los resultados acumulados y/o reservas de libre disposición que tenga registrada la sociedad.

La conveniencia de la distribución, así como los importes a distribuir y su fecha definitiva de pago, en su caso, serán definidos en cada oportunidad, sobre la base de la disponibilidad de fondos, planes de inversión y el equilibrio financiero de la compañía.

Además, la junta aprobó la reducción de capital social por S/ 570 millones, bajo modalidad de devolución de aportes, la cual se hizo efectiva el 20 de junio del 2022. En la Junta General de Accionistas de marzo 2022, se aprobaron dividendos definitivos del 2021 por S/ 100.5 millones. Además, en el directorio de abril y julio, se aprobaron

dividendos a cuenta del ejercicio 2022 por S/ 188.6 y 176.9 millones, respectivamente.

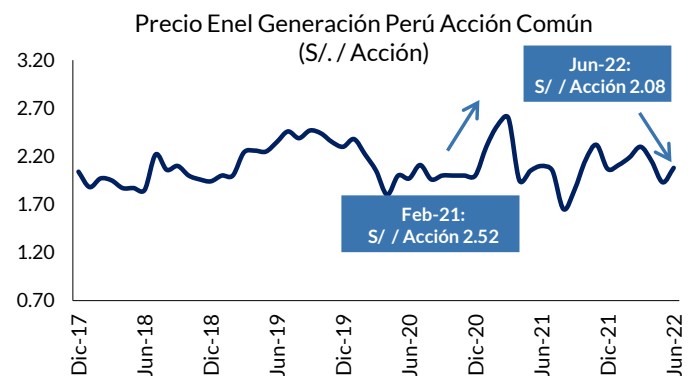
Dividendos Repartidos (Millones de soles)

	LTM jun22	2021	2020	2019
Utilidad Neta	694.2	606.3	478.7	548.6
Dividendos pagados ¹	577.0	616.4	636.7	346.7

Fuente: Enel Generación Perú

¹Se consideran los dividendos reportados en el flujo de caja

A junio 2022, el precio de la acción común cerró en S/ 2.08 (S/ 2.07 a diciembre 2021). Asimismo, el nivel de frecuencia de cotización a junio 2022 fue de 80.9%.



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	4.00	4.00	3.60	3.31	3.37	3.24
	LTM Jun-22	Dic-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18*	Dic-17*
Rentabilidad						
EBITDA	1,052,300	960,954	813,964	884,678	808,182	714,466
Mg. EBITDA	52.7%	53.7%	52.9%	53.0%	51.3%	47.8%
FCF / Ingresos	7.1%	-14.8%	-4.4%	6.9%	-7.0%	14.9%
ROE	28.6%	21.1%	15.2%	17.5%	21.8%	15.4%
Cobertura						
EBITDA / Gastos financieros	87.2	196.4	134.7	84.4	66.4	24.8
EBITDA / Servicio de deuda	5.3	4.2	24.5	17.8	11.6	7.3
FCF / Servicio de deuda	0.8	-1.1	-1.9	2.5	-1.4	2.6
(FCF + Caja + Valores Líquidos) / Servicio de deuda	2.9	-0.3	14.9	15.0	6.3	5.4
CFO / Inversión en Activo Fijo	4.8	2.9	4.8	4.1	3.7	4.1
(EBITDA + caja) / Servicio de deuda	7.4	5.1	41.2	30.2	19.4	10.1
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda Ajustada Total / Capitalización Ajustada	10.2%	9.8%	8.4%	7.5%	4.8%	6.6%
Deuda financiera total / EBITDA	0.2	0.3	0.1	0.1	0.2	0.3
Deuda financiera neta / EBITDA	-0.2	0.1	-0.5	-0.6	-0.5	-0.1
Costo de financiamiento estimado	6.7%	2.4%	5.4%	8.1%	6.6%	8.8%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	74.9%	77.3%	23.8%	35.5%	38.2%	32.7%
Balance						
Activos totales	4,480,361	4,285,808	4,585,375	4,648,532	4,490,178	4,509,218
Caja e inversiones corrientes	423,023	198,518	555,622	618,923	537,520	275,642
Deuda financiera Corto Plazo	186,647	222,195	27,197	39,259	57,203	69,219
Deuda financiera Largo Plazo	62,630	65,271	87,044	71,370	92,580	142,765
Deuda financiera total	249,277	287,466	114,241	110,629	149,783	211,984
Deuda fuera de Balance	2,259	2,276	165,938	152,263	3,574	2,536
Deuda ajustada total	251,536	289,742	280,179	262,892	153,357	214,520
Patrimonio Total	2,205,001	2,668,883	3,072,071	3,232,559	3,027,502	3,037,501
Acciones preferentes + Interés minoritario	0	0	0	0	0	0
Capitalización ajustada	2,456,537	2,958,625	3,352,250	3,495,451	3,180,859	3,252,021
Patrimonio Total + Acciones preferentes e Interés Min.	2,205,001	2,668,883	3,072,071	3,232,559	3,027,502	3,037,501
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	907,368	539,009	718,761	609,305	697,925	560,224
Variación de capital de trabajo	0	0	0	0	0	0
Flujo de caja operativo (CFO)	907,368	539,009	718,761	609,305	697,925	560,224
Inversiones en Activos Fijos	-187,960	-187,960	-149,921	-147,832	-186,656	-137,282
Dividendos comunes	-577,047	-616,435	-636,703	-346,712	-622,290	-199,515
Flujo de caja libre (FCF)	142,361	-265,386	-67,863	114,761	-111,021	223,427
Ventas de Activo Fijo, Netas	18,613	0	0	0	0	14,313
Otras inversiones, neto	54,321	106,037	16,974	33,279	489,804	-355,152
Variación neta de deuda	140,831	157,553	-36,007	-53,667	-65,040	-215,442
Variación neta de capital	-390,000	-390,000	0	0	0	0
Otros financiamientos, netos (incluye pago de intereses)	2,702	7,437	-10,022	-7,154	-58,556	-14,151
Variación de caja	-31,172	-384,359	-96,918	87,219	255,187	-347,005
Resultados						
Ingresos	1,997,597	1,789,197	1,540,055	1,668,261	1,575,666	1,495,495
Variación de Ventas	11.6%	16.2%	-2.9%	5.9%	5.4%	-24.0%
Utilidad operativa (EBIT)	896,960	801,362	630,892	703,202	624,421	510,352
Gastos financieros	12,065	4,894	6,043	10,484	12,175	28,824
Resultado neto	694,205	606,256	478,672	548,578	662,415	447,233
Información y ratios sectoriales						
Generación Bruta (GWh.)	7,865	7,942	7,229	7,716	7,631	6,990
Participación en el COES	14.4%	15.1%	14.7%	14.6%	15.0%	14.3%

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

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:	Jirón Paseo del Bosque N° 500. San Borja. Lima, Perú
RUC:	20330791412
Teléfono:	(511) 215 6300

Relación de directores*

Marco Fragale	Presidente del Directorio
Guillermo Lozada Pozo	Vicepresidente del Directorio
Daniel Abramovich Ackerman	Director
Francisco García Calderón	Director
Karl Georg Maslo Luna	Director
Elena Conterno Martinelli	Director
Pedro Cruz	Director

Relación de ejecutivos*

Rigoberto Novoa Velásquez	Gerente General
Daniel Abramovich Ackerman	Gerente de Asesoría Legal
Guillermo Lozada Pozo	Gerente de Administración, Finanzas y Control. (e)

Relación de accionistas (según derecho a voto)*

Enel Perú S.A.C.	83.60 %
Otros	16.40 %

(*) Nota: Información a setiembre 2022

CLASIFICACIÓN DE RIESGO

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

	<u>Clasificación*</u>
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 Sexto Programa de Bonos Corporativos Edegel (Hasta por un importe de US\$350,000,000.00)	Categoría AAA (pe)
Acciones Comunes	Categoría 1a (pe)
<i>Perspectiva</i>	<i>Estable</i>

Definiciones

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

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

(+) Corresponde a instituciones con un menor riesgo relativo dentro de la categoría.

(-) Corresponde a instituciones con un mayor riesgo relativo dentro de la categoría.

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

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

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

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

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

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

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