

Red de Energía del Perú S.A. - (REP)

Fundamentos

La clasificación asignada se fundamenta en la estabilidad de los ingresos de la Empresa y su adecuado nivel de capitalización. Alrededor del 90% de los ingresos por servicios de transmisión de REP están protegidos por normas que aseguran su recaudación, y el resto se genera a través de contratos con terceros por servicios de largo plazo, por lo que la Empresa no enfrenta riesgos relacionados a precios ni a demanda.

Además, la expansión de la demanda de energía le ha permitido obtener mayores ingresos por ampliaciones y servicios a terceros. Sin embargo, salvo por el proyecto de Ampliación N°21, se prevé que sus ingresos se mantengan sin mayor variación hasta que se logren concretar los proyectos de ampliación propuestos al Ministerio de Energía y Minas.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) considera al sector de transmisión de energía como uno de los más resilientes, debido a que no enfrenta riesgos relacionados a precios ni a demanda, ya que sus ingresos se encuentran establecidos en contratos de largo plazo. De esta manera, debido a la naturaleza de sus ingresos y a la actualización tarifaria del periodo, los ingresos de los últimos 12 meses (LTM por sus siglas en inglés) a junio 2024 ascendieron a US\$203.5 millones, siendo 4.1% superiores a los del 2023.

REP mantiene bajos niveles de apalancamiento, debido a su alto nivel de capitalización. Es así que, a junio 2024, el ratio de apalancamiento financiero (Deuda financiera senior/EBITDA) ascendió a 1.64x, menor al mostrado al cierre del año anterior (1.81x), explicado, por la reducción del saldo de la deuda financiera a US\$244.0 millones (US\$257.4 millones al 2023) y al incremento de la generación de caja, reflejado en un mayor EBITDA.

Por su parte, la generación de caja estable y predecible ha permitido que muestre niveles de cobertura de servicio de deuda holgados; es así que dicho ratio (EBITDA/Servicio de Deuda) fue de 2.74x en los LTM a junio 2024. Adicionalmente, cuenta con el *expertise* y el *know how* de sus accionistas, de manera que logra obtener sinergias y eficiencias importantes, incluso con otras empresas del grupo.

A&A espera que, a pesar de las expectativas de bajo crecimiento de la economía peruana, los indicadores de rentabilidad, cobertura y apalancamiento de REP se mantendrán dentro de lo correspondiente a la clasificación de riesgo otorgada, debido a la naturaleza del sector de transmisión eléctrica en el Perú.

¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Los factores que podrían impactar en la clasificación de riesgo de REP son: un incremento significativo y sostenido del nivel de apalancamiento y una reducción en la capacidad de refinanciamiento de la Compañía, los cuales tendrían un impacto importante en el perfil crediticio de la Compañía, así como en su flexibilidad financiera.

Ratings	Actual	Anterior
Bonos Corporativos	AAA(pe)	AAA(pe)

Con información financiera a junio 2024.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 07/11/2024 y 15/05/2024.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Indicadores Financieros	Dic-22	Dic-23	LTM Jun-24
Cobertura			
Ingresos Brutos	180,547	195,475	203,467
EBITDA	133,999	142,191	149,035
Flujo de Caja Operativo (FCO)	65,284	101,672	113,411
Deuda Financiera Ajustada	259,701	267,667	316,008
Caja e Inversiones Corrientes	41,356	69,514	31,165
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA	1.6x	1.4x	1.9x
EBITDA / Gastos Financieros Totales	10.8x	8.9x	9.4x

Fuente: Red de Energía del Perú S.A.

Metodologías Aplicadas

Metodología de Clasificación de Empresas No Financieras (03-2022)

Analista

Julio Loc
julioloc@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

Perfil

Red de Energía del Perú (REP) es el mayor transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,319 km de circuitos de 220, 138 y 60 kV, que recorren 20 departamentos del país, e incluyen una interconexión con Ecuador.

REP se creó en julio del 2002, con el fin de operar y explotar las líneas de transmisión que estaban en manos de las estatales ETECEN y ETESUR, luego de que Interconexión Eléctrica SA ESP (ISA) se adjudicase la concesión de dichas líneas por 30 años, con una oferta de US\$287 millones.

El Contrato de Concesión se firmó el 5 de setiembre del 2002, el cual le asegura a REP una remuneración anual garantizada (RAG) y le permite solicitar el restablecimiento del equilibrio económico cuando se vea afectado por cambios en las leyes o por actos del gobierno.

Asimismo, establece las causales de resolución y caducidad de la Concesión. En caso se declare la caducidad del contrato, se han establecido mecanismos para darle prelación a las deudas laborales y a la deuda garantizada (en este orden) sobre el monto que se le pagaría y/o indemnizaría a REP, mientras que la compensación económica será equivalente, en el peor de los casos, al valor contable neto del intangible de la empresa.

Los accionistas de REP son dos Grupos colombianos de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica: ISA y el Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P (GEB).

ISA tiene presencia empresarial en Latinoamérica, con operaciones en los negocios de energía eléctrica, vías y telecomunicaciones y TIC; y cuenta con una importante presencia en Colombia, Brasil, Chile, Perú y Bolivia, entre otros.

ISA Matriz cuenta con una clasificación local de AAA(col) por Fitch Ratings y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BBB y por *Moody's* de Baa2, ambas con perspectiva estable.

El 11 de agosto del 2021, la empresa estatal colombiana Ecopetrol adquirió el 51.4% (la totalidad de las acciones mantenidas por el Ministerio de Hacienda y Crédito Público de Colombia) de las acciones en circulación sobre ISA.

A la fecha, Ecopetrol cuenta con una clasificación local por Fitch Ratings de AAA(col) y clasificaciones internacionales por Fitch Ratings de BB+ (perspectiva estable) y por *Moody's* de Ba1, con perspectiva estable.

Por otro lado, Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB con perspectiva estable, por Fitch Ratings y Baa2 con perspectiva

negativa por *Moody's*), tiene participación en importantes empresas colombianas involucradas en el sector eléctrico e hidrocarburos.

Actualmente, GEB tiene presencia internacional en Colombia, Perú, Brasil y Guatemala, así como una fuerte perspectiva de crecimiento en otros países de la región. En el Perú, GEB tiene participación en: Transportadora de Gas del Interior, Gas Natural de Lima y Callao (Cálidda), Dunas Energía S.A.A. (accionista principal de Electrodunas, con el 99.96%, cuya clasificación local es de AAA(pe) por A&A) y PPC Perú Holdings.

Desde 2006, ISA y GEB son además accionistas de Consorcio Transmataro (CTM), la primera empresa transmisora en el Perú. Actualmente, REP está a cargo de los servicios de gerenciamiento, operación y mantenimiento de su activos.

Sector Eléctrico - Transmisión

A&A considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes de la economía, lo que le ha permitido mostrar un comportamiento de crecimiento sostenido en su capacidad de generación de caja, aún en escenarios económicos poco favorables.

La transmisión de energía eléctrica se efectúa a través del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN), que atraviesa el país de norte a sur, y los Sistemas Aislados (SSAA), los cuales no están interconectados al resto del sistema por dificultades geográficas.

La transmisión puede clasificarse en cuatro sistemas: Principal, Secundario, Garantizado y Complementario o SPT, SST, SGT y SCT, respectivamente. Los primeros dos fueron establecidos bajo la Ley de Concesiones Eléctricas. Posteriormente, y luego de que se detectaran algunas deficiencias y poco incentivo para invertir en el sector, el marco regulatorio para el segmento de transmisión sufrió diversas variaciones con la Ley N°28832 (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Con esta última se crearon los últimos dos sistemas (SGT y SCT).

Los Sistemas Principales de Transmisión y los Sistemas Garantizados de Transmisión corresponden a las instalaciones de las líneas principales que son de uso común, mientras que los Sistemas Secundarios de Transmisión y los Sistemas Complementarios de Transmisión corresponden a líneas que son de uso particular o de ámbito regional.

La transmisión es considerada un monopolio natural, debido a los altos costos de inversión y a las economías de escala involucradas en la instalación y desarrollo de redes, lo que se evidencia en las barreras naturales del negocio.

En consecuencia, el Estado debe encargarse de que los operadores del sistema de transmisión permitan el libre

acceso a sus redes, no cobren precios monopólicos y busquen la mayor eficiencia en sus operaciones.

El OSINERGMIN está encargado de revisar y actualizar las tarifas del SPT, SGT, SST y SCT. Éstas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, sus costos de operación y mantenimiento.

Estos dos rubros se actualizan cada año por inflación y tipo de cambio y, en el caso del Sistema Principal de Transmisión, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se actualiza cada cuatro años y los Costos de operación y mantenimiento cada año. Asimismo, para el caso de REP, la actualización de su Remuneración Anual, se realiza anualmente conforme al contrato.

Durante los últimos años, debido al menor crecimiento de la demanda y a la entrada de nuevas centrales, se ha logrado reducir la brecha del margen de reserva por zonas del país. Anteriormente, el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentró en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural.

Sin embargo, el sistema aún presenta debilidades en ciertos enlaces y eso lleva a que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) pudiendo provocar desconexiones imprevistas de algunas líneas de transmisión. Estas debilidades se deben a los atrasos en las adjudicaciones de proyectos de transmisión.

Inversiones y proyectos en el sector

De acuerdo con información publicada por el Ministerio de Energía y Minas (MINEM), actualmente se encuentran en ejecución 21 proyectos de transmisión de energía eléctrica, cuya inversión se estima en más de US\$1,200 millones.

El objetivo es aumentar la seguridad y confiabilidad del SEIN e impulsar las actividades productivas del país. Entre los proyectos que destacan están: (i) Enlace de 500 kV Huánuco-Tocache-Celendín-Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas; (ii) Enlace 500 kV Celendín-Piura, ampliaciones y subestaciones asociadas; (iii) LT 500 kV Subestación Piura Nueva-Frontera; y, (iv) Enlace 500 kV Nueva Yanango-Nueva Huánuco y subestaciones asociadas.

Operaciones

Los ingresos operativos de REP se componen principalmente de servicios de transmisión de energía eléctrica, provenientes de contratos con el Estado y privados, y servicios complementarios. En el año móvil a junio 2024, los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica

representaron el 93.1% de los ingresos operativos (87.3% en el 2023).

REP opera de acuerdo con los lineamientos y cláusulas del contrato de concesión de infraestructura que mantiene con el Estado peruano. Este contrato y sus adendas regulan la remuneración de la Empresa a cambio de la operación y mantenimiento de la concesión, los negocios en los que REP puede incursionar, y los pagos que debe realizar a su operador calificado, entre otros.

Los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica percibidos por la Empresa corresponden a contratos con el Estado, bajo el concepto de Remuneración Anual Garantizada - RAG, fijada inicialmente en US\$58.6 millones y actualizada anualmente por el índice *Finished Good Less Food and Energy*, y Remuneraciones Anuales por Ampliaciones - RAA, que en conjunto conforman la Remuneración Anual - RA.

Esas últimas fueron acordadas con el Estado ante la necesidad de realizar ampliaciones y mejoras en la concesión. A junio 2024, se registraron 20 ampliaciones en operación comercial y una en construcción (Ampliación N°21).

Para la Ampliación N°21, se suscribió la adenda, el 6 de setiembre del 2022, incluyéndola en el Contrato de Concesión entre REP y el MINEM. El proyecto trata del nuevo circuito de línea entre las subestaciones Chilca y Subestación Independencia y ampliaciones de subestaciones asociadas. La ampliación involucra una inversión de US\$13.3 MM (US\$7.3 MM a junio 2024) y la puesta en operación comercial está programada para el 2025.

En cuanto a la RA, esta fue calculada en US\$190.0 millones para el periodo mayo 2024 - abril 2025. Asimismo, los ingresos por servicios complementarios han venido creciendo en importancia en los últimos años, permitiendo a la Compañía tener una fuente de ingresos adicional, distinta a los percibidos por concesiones y contratos privados.

Estos ingresos están constituidos por: servicios prestados a relacionadas; servicios de transmisión adicionales; servicios de operación y mantenimiento; servicios técnicos especializados; y otros ingresos complementarios.

Los principales clientes de REP para la operación y mantenimiento de líneas y el servicio de gerenciamiento son: CTM, ISA Perú y Consorcio Eléctrico Yapay S.A.; mientras que para otros servicios son empresas transmisoras de energía, minería, entre otras.

La disponibilidad, a junio 2024, fue de 98.7%, similar a la del 2023 (98.3%), y menor a la mostrada en años anteriores (99.5% en promedio entre el 2019 y 2022), debido a los trabajos de mantenimiento mayor programados.

Por su parte, el número de fallas por cada 100 km, durante el primer semestre del 2024, se situó en 1.02 para las líneas de 220 kV (1.22 en el 2023); mientras que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 138 kV fue de 3.49, por encima del estándar internacional (3.0), producto de factores atmosféricos.

Desempeño Financiero

Los ingresos crecieron en 4.1%, debido principalmente a mayores ingresos por transmisión de energía, lo cual le permitió mantener niveles holgados de cobertura.

Los ingresos de REP no están expuestos a riesgos de precio ni de demanda, y la mayor parte de los mismos están garantizados por el Estado (el Estado garantiza la asignación de la RAG a cada usuario de generación, mas no el pago de la misma), y el resto se encuentra respaldado por contratos privados de largo plazo.

Por otro lado, el aumento de la demanda de energía eléctrica y la necesidad de redes que soporten la electricidad comercializada en el SEIN han permitido que la Empresa incremente sus ingresos a través de ampliaciones en el sistema de transmisión y de los servicios prestados a terceros.

Durante el período de 12 meses a junio 2024, los ingresos de REP ascendieron a US\$203.5 millones, 4.1% superiores a los resultados del 2023 (US\$195.5 millones), producto de la actualización tarifaria anual.

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, ya que el margen por dicho servicio no es relevante, siendo similares a sus respectivos costos.

Para el período entre julio 2023 y junio 2024, el EBITDA ascendió a US\$149.0 millones, superior en 4.8% al presentado en el 2023 (US\$142.2 millones), mientras que el margen EBITDA se ubicó en 73.2%, ligeramente superior al presentado en el 2023 (72.2%), mostrando un sólido nivel de estabilidad.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros mejoró por el mayor nivel de generación de caja y la reducción del saldo de deuda financiera. Así, este indicador pasó de 8.92x a 9.36x del 2023 a LTM a junio 2024, respectivamente. A&A considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura.

Finalmente, la utilidad neta generada, durante el año móvil a junio 2024, fue de US\$72.8 millones, superior a la obtenida en el 2023 (US\$67.2 millones), como consecuencia del crecimiento de los ingresos.

Respecto al flujo de caja, es importante mencionar que, desde el 2003, el flujo de caja operativo neto de la compañía (luego del pago de intereses) ha sido suficiente para cubrir las necesidades operativas. Debido a esto, REP solo necesita adquirir deuda para financiar inversiones.

Así, en LTM a junio 2024, REP generó un flujo de caja operativo de US\$113.4 millones, el cual permitió financiar inversiones en activos por US\$4.5 millones y repartir dividendos por US\$86.6 millones. Adicionalmente, durante el mismo período, se amortizó deuda por US\$17.1 millones, por lo que la variación de caja fue de US\$6.8 millones.

Estructura de Capital

El refinanciamiento de la deuda incrementó la duración de la misma, reduciendo la presión sobre la liquidez de corto plazo.

A junio 2024, el total de pasivos ascendió a US\$320.3 millones, menor al de diciembre 2023 (US\$343.7 millones), debido principalmente a la reducción de la deuda financiera.

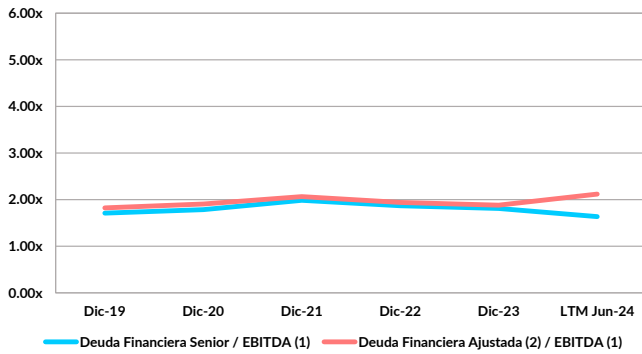
La deuda financiera ajustada (incluyendo deuda fuera del balance) se incrementó a US\$316.0 millones (US\$267.7 millones a diciembre 2023), debido principalmente al incremento en el saldo de las cartas fianzas emitidas en respaldo del Consorcio Energético Yapay (CEY) por US\$62.5 millones.

Actualmente, la deuda financiera de REP se compone de: préstamos bancarios (64.8%), bonos corporativos (31.9%), pasivos por arrendamiento (1.8%) y otros (1.5%).

Por su parte, el patrimonio ascendió a US\$113.8 millones, menor al del cierre del 2023 (US\$142.9 millones), debido a la distribución de dividendos, lo que redujo el saldo de las utilidades acumuladas. Como consecuencia de lo anterior, el ratio de deuda financiera ajustada/capitalización ajustada se incrementó, de 65.2% a diciembre 2023, a 73.5% a junio 2024.

El mayor saldo de deuda financiera ajustada llevó a que el nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera ajustada/ EBITDA) se incremente respecto al de diciembre del 2023, pasando de 1.88x a 2.12x en el primer semestre del 2024. A pesar de lo anterior, este indicador refleja una holgada flexibilidad financiera.

Apalancamiento (x)



Fuente: Red de Energía del Perú

Se debe tener presente que la deuda financiera está denominada en moneda extranjera, por lo que la Empresa no está expuesta al riesgo de tipo de cambio.

Asimismo, cabe destacar que, a junio 2024, REP está expuesta a riesgo de tasa de interés, ya que más del 40% de su deuda tiene tasa variable (correspondiente al préstamo con el *Export Development Canada*).

Características de los instrumentos

Segundo Programa de Bonos Corporativos

El Segundo Programa de Bonos Corporativos, hasta por US\$150 millones, fue aprobado por CONASEV (hoy Superintendencia de Mercado de Valores - SMV) en enero 2007.

Segundo Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
20ma-A	US\$38 MM	Ene-11	15	6.50%	Al vencimiento

Fuente: REP

La emisión vigente cuenta con tasa de interés fija y no tiene opción de rescate, ni está sujeto al cumplimiento de ratios financieros.

Tercer Programa de Bonos Corporativos

En Junta General de Accionistas del 20 de marzo del 2012, se aprobó el Tercer Programa de Bonos Corporativos de REP hasta por US\$250 millones, cuyo plazo inicial fue de dos años y se renovó por dos años adicionales.

Los recursos fueron destinados a financiar el desarrollo de los proyectos de ampliación acordados con el MINEM, lo que incluyó la refinanciación de contratos de préstamo que hayan calificado como deuda garantizada.

Las características de la emisión se ven a continuación:

Tercer Programa de Bonos Corporativos

Emisión	Monto en Mill.	Fecha de emisión	Plazo (años)	Tasa	Amortiz.
4ta	US\$40 MM	Oct-12	19	5.88%	Al vencimiento

Fuente: REP

La emisión vigente, a junio 2024, se amortizará en una sola cuota al vencimiento (abril del 2031). Esta emisión no cuenta con opción de rescate. Adicionalmente, vence un año y seis meses antes del vencimiento de la concesión otorgada por el Estado (setiembre del 2032).

Cuarto Programa de Bonos Corporativos

En Junta General de Accionistas del 18 de setiembre del 2018, se aprobó el Cuarto Programa de Bonos Corporativos de REP hasta por US\$600 millones.

A la fecha de realización del presente informe, no se tienen emisiones vigentes bajo este programa.

Resumen Financiero - Red de Energía del Perú

(Cifras en miles de soles)

Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Período	3.31	3.62	3.99	3.81	3.71	3.83
	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	LTM Jun-24
RESULTADOS						
Ingresos Brutos	168,589	167,240	171,902	180,547	195,473	203,467
Variación de Ingresos	1.7%	-0.8%	2.8%	5.0%	8.3%	4.1%
Utilidad Operativa	97,942	78,701	82,139	95,630	104,115	113,144
EBITDA (1)	122,149	121,599	124,077	133,999	142,191	149,035
Margen EBITDA (%)	72.5%	72.7%	72.2%	74.2%	72.7%	73.2%
Gastos Financieros	12,444	13,025	11,857	12,613	16,184	16,165
Gastos Financieros por Arrendamientos	(398)	(395)	(339)	(221)	(239)	(250)
Gastos Financieros Totales	12,046	12,630	11,517	12,392	15,945	15,915
Utilidad Neta sin Participación no Controladora	64,935	46,259	54,156	64,458	67,165	72,772
BALANCE						
Activos Totales	512,591	502,014	489,617	481,710	486,550	430,156
Caja y Equivalentes	18,809	12,617	28,106	41,356	69,514	31,165
Cuentas por Cobrar Totales	29,959	26,246	31,274	34,752	26,431	27,483
Inventarios	11,562	10,698	11,511	12,592	13,207	11,008
Cuentas por Pagar Totales	12,516	13,290	15,098	11,183	12,629	6,807
Deuda Financiera Senior Corto Plazo	3,359	18,490	78,560	62,058	38,055	37,883
Deuda Financiera Senior Largo Plazo	205,445	198,641	167,578	188,333	219,306	205,560
Deuda Financiera Senior Total	208,804	217,131	246,138	250,391	257,361	243,443
Pasivos por Arrendamiento CP	370	559	385	286	495	519
Pasivos por Arrendamiento LP	8,104	7,856	3,985	3,609	4,176	3,909
Pasivos por Arrendamiento	8,474	8,415	4,370	3,895	4,671	4,428
Deuda Financiera Ajustada (2)	222,640	231,957	256,011	259,701	267,667	316,008
Patrimonio Total	193,306	170,406	128,177	139,766	142,871	113,802
Total Patrimonio (sin Part. Controladora)	193,306	170,406	128,177	139,766	142,871	113,802
Capitalización (3)	402,110	387,537	374,316	390,157	400,232	357,245
Capitalización Ajustada (5)	415,946	402,362	384,189	399,467	410,538	429,810
FLUJO DE CAJA						
Flujo de Caja Operativo (CFO)	75,813	89,003	78,289	65,284	101,672	113,411
Inversiones en Activos Fijos	(690)	(3,105)	(556)	(1,448)	(4,405)	(4,592)
Flujo de Caja Disponible para el SD (FCSD)	75,122	85,898	77,733	63,835	97,267	108,819
Dividendos	(60,000)	(70,132)	(96,613)	(54,061)	(64,461)	(86,641)
Variación Neta de Deuda	(1,402)	7,633	30,356	4,838	5,659	(17,121)
Intereses Pagados	-	-	-	-	-	-
Aportes de Capital	-	-	-	-	-	-
Otros Movimientos de Caja	(10,472)	(26,375)	5,067	(3,010)	(10,017)	(11,823)
Variación de Caja	3,248	(2,976)	16,543	11,603	28,448	(6,766)

Ratios Financieros - Red de Energía del Perú

(Cifras en miles de soles)

Tipo de Cambio S/ / US\$ a final del Período	3.314	3.621	3.987	3.814	3.709	3.831
	Dic-19	Dic-20	Dic-21	Dic-22	Dic-23	LTM Jun-24
COBERTURA						
EBITDA / Gastos Financieros Totales	10.14x	9.63x	10.77x	10.81x	8.92x	9.36x
EBITDA / Servicio de Deuda (4)	7.74x	3.84x	1.37x	1.79x	2.61x	2.74x
FCO / Inversión en Activos Fijos	109.82x	28.67x	140.79x	45.08x	23.08x	24.70x
(FCSD + Gastos Fin.) / Servicio de Deuda (4)	5.53x	3.11x	0.99x	1.02x	2.08x	2.30x
SOLVENCIA						
Deuda Financiera Senior / Capitalización (3)	51.9%	56.0%	65.8%	64.2%	64.3%	68.1%
Deuda Financiera Senior / EBITDA (1)	1.71x	1.79x	1.98x	1.87x	1.81x	1.63x
Deuda Financiera Senior Neta / EBITDA (1)	1.56x	1.68x	1.76x	1.56x	1.32x	1.42x
Deuda Financiera Ajustada (2) / Capitalización Ajustada (5)	53.5%	57.6%	66.6%	65.0%	65.2%	73.5%
Deuda Financiera Ajustada (2) / EBITDA (1)	1.82x	1.91x	2.06x	1.94x	1.88x	2.12x
Deuda Financiera Ajustada Neta / EBITDA (1)	1.67x	1.80x	1.84x	1.63x	1.39x	1.91x
Total Pasivo / Total Patrimonio	4.97x	1.95x	2.82x	2.45x	2.41x	2.81x
Deuda Financiera Senior CP / Deuda Financiera	1.6%	8.5%	31.9%	24.8%	14.8%	15.6%
LIQUIDEZ						
Liquidez Corriente	1.40x	0.91x	0.61x	0.85x	1.44x	0.96x
Caja / Deuda Financiera CP	5.60x	0.68x	0.36x	0.67x	1.83x	0.82x
Variación de Capital de Trabajo	3,172	5,351	(4,032)	(8,475)	9,151	(13,409)
Días Promedio de Cobro (días)	65	57	66	70	49	25
Días Promedio de Pago (días)	78	62	69	56	61	15
Días Promedio de Inventario (días)	72	50	53	63	63	25
RENTABILIDAD						
Margen Bruto (%)	65.1%	53.3%	53.6%	59.4%	61.0%	60.3%
Margen Neto (%)	38.5%	27.7%	31.5%	35.7%	34.4%	35.8%
ROAE (%)	34.2%	25.4%	36.3%	48.1%	47.5%	65.6%

(1) EBITDA: Utilidad Operativa (sin considerar otros Ingresos ni Egresos) + Depreciación & Amortización

(2) Deuda Financiera Ajustada: Deuda Financiera + Pasivos por Arrendamiento + Deuda Fuera de Balance + Deuda Subordinada

(3) Capitalización: Deuda Financiera + Patrimonio Neto + Acciones Preferentes + Interés Minoritario

(4) Servicio de Deuda: Gastos Financieros Totales + Parte Corriente de la Deuda de Largo Plazo + Pasivos por Arrendamiento de Corto Plazo

(5) Capitalización Ajustada: Deuda Financiera Ajustada + Patrimonio Neto + Acciones Preferentes + Interés Minoritario



Antecedentes

Emisor:	Red de Energía del Perú S.A.
Domicilio legal:	Av. Juan de Arona N° 720. Ofic. 601 San Isidro, Lima-Perú
RUC:	20504645046
Teléfono:	(511) 712 6600

Relación de directores

Juan Ricardo Ortega López	Vicepresidente del Directorio/Encargado de la Presidencia
César Augusto Arias Hernández	Director Titular
Luis Alejandro Camargo Suan	Director Titular
Fredy Antonio Zuleta Dávila	Director Titular
Sebastián Castañeda Arbeláez	Director Titular
Gabriel Melguizo Posada	Director Titular
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
Andrés Baracaldo Sarmiento	Director Alterno
Walter Sciutto Brattoli	Director Alterno

Relación de ejecutivos

Cristian Augusto Remolina Álvarez	Gerente General
Lina Patricia Coy Calixto	Gerente de Proyectos
Gonzalo León Maya Agudelo	Gerente de Finanzas
Jorge Güimac Dávila	Gerente de Desarrollo de Negocios
Jorge Leonidas Lafitte Vega	Gerente de Operaciones y Mantenimiento
María del Pilar Villacorta Saroli	Gerente de Talento y Gestión Empresarial
Luis Enrique Olivos Román	Contralor
Vidal Galindo Verástegui	Subgerente de Departamento de Asesoría Jurídica

Relación de accionistas (según derecho a voto)

Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	40%
Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	30%
Transelca S.A. E.S.P.	30%

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>
Segundo Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Tercer Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (pe)
Cuarto Programa de Bonos de REP	Categoría AAA (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.

(+) 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 0.0% 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.