

# 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 garantizados por el Estado, 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, debido a que actualmente no tienen ampliaciones en construcción (más allá de la ampliación 21), ni próximas licitaciones, se prevé que sus ingresos se mantengan estables en los próximos años.

Durante el 2020, la economía peruana registró una contracción de 11.0% en el PBI (la mayor caída desde 1989), debido al freno que tuvo el aparato productivo con la cuarentena implementada desde el 17 de marzo del dicho año. En 2021, la recuperación económica implicó un crecimiento del PBI de 13.3%, mientras que para el 2022, el crecimiento del PBI fue 2.7%. A pesar de la todavía compleja coyuntura, la Clasificadora 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 son estables y predecibles. De esta manera, debido a la naturaleza de sus ingresos (y a que la actualización tarifaria fue mayor para este periodo como consecuencia de la mayor inflación), los ingresos para el 2022, ascendieron a US\$180.5 millones, siendo 5.0% mayores que los del 2021.

Durante el 2022, la deuda financiera de REP se ha incrementado como consecuencia de haber tomado deuda para refinanciar el bono que venció en noviembre del 2022 por S/ 104 MM (equivalente a US\$40 MM por el swap que mantenía), llevando a que la deuda ajustada total ascienda a US\$260.6 millones (US\$256.5 millones al cierre del 2021). A pesar de lo anterior, los niveles de apalancamiento se mantuvieron inferiores a los del cierre del 2021 en 1.9x (2.1x en el 2021), producto del incremento en el EBITDA, lo que llevó a la Compañía a conservar su flexibilidad financiera y coberturas adecuadas.

Por su parte, la generación de efectivo y la caja acumulada (EBITDA + caja) registran una cobertura de 2.3x del servicio de deuda, mayor al del cierre del 2021 (1.7x), producto del mayor EBITDA, mayor nivel de caja y los menores vencimientos en el corto plazo. Además, en el 2022, REP mantuvo una cobertura de gastos financieros (EBITDA/gastos financieros) de 10.7x (similar al cierre del 2021), la cual se mantiene holgada. 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.

Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) espera que, a pesar del entorno económico adverso en el Perú y el mundo, debido a la naturaleza del sector de transmisión eléctrica en el Perú, los indicadores de rentabilidad, cobertura y apalancamiento de REP no se vean afectados significativamente, y que se mantengan de acuerdo con la clasificación de riesgo otorgada.

## ¿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 auditada a diciembre 2022.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 18/04/2022 y 13/10/2022.

## Perspectiva

Estable

## Indicadores Financieros

| Indicadores Financieros<br>(Cifras en miles de US\$) | Dic-22  | Dic-21  | Dic-20  |
|--|---------|---------|---------|
| Ingresos   | 180,547 | 171,902 | 167,240 |
| EBITDA   | 132,953 | 122,654 | 120,052 |
| Flujo de Caja Operativo (CFO)                        | 65,284  | 78,289  | 89,003  |
| Deuda Financiera Total                               | 255,140 | 250,952 | 226,127 |
| Caja y valores                                       | 41,356  | 28,106  | 12,617  |
| Deuda Financiera / EBITDA                            | 1.92    | 2.05    | 1.88    |
| Deuda Financiera Neta / EBITDA                       | 1.61    | 1.82    | 1.78    |
| EBITDA / Gastos Financieros                          | 10.73   | 10.65   | 9.51    |

Fuente: REP

## Metodologías Aplicadas

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

## Analista

Pilar Olaechea  
[pilarolaechea@aai.com.pe](mailto:pilarolaechea@aai.com.pe)

T. (511) 444 5588

## Hechos de importancia

En noviembre del 2022, el MINEM otorgó la concesión definitiva para el proyecto Subestación Chincha Nueva de 220/60kv (Ica), el cual fue adjudicado a Consorcio Transmataro. Dicho proyecto corresponde al Sistema Complementario de Transmisión.

## Perfil

Red de Energía del Perú (REP) es el primer transportador de energía eléctrica en el Perú. Su área de concesión abarca 49 subestaciones y 6,322.3 km de circuitos de 220, 138 y 60 kV, que recorren 19 departamentos del país, e incluyen una interconexión con Ecuador.

REP se creó en julio 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.

ISA se separó en una matriz centrada en temas estratégicos de carácter corporativo (ISA) y una filial que aproveche y optimice las capacidades existentes para dedicarlas al transporte de energía (INTERCOLOMBIA). Esta nueva filial de ISA inició operaciones comerciales el 2 de enero del 2014.

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 Baa3, con perspectiva negativa.

Por otro lado, Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB por *Fitch Ratings* y Baa2 por *Moody's*, ambas con perspectiva estable) 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 y su filial, Transportadora de Gas del Interior, se adjudicaron, en abril 2008, la concesión para transportar y distribuir gas natural en el departamento de Ica - Perú.

Desde inicios del 2011, GEB tiene 60% del accionariado de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda), así como el 15.6% del accionariado de Promigas (accionista de Cálidda), por lo que controla directa e indirectamente el 66.24% de Cálidda.

De la misma manera, en agosto del 2019, GEB anunció la adquisición del 100% de Dunas Energía S.A.A, accionista principal de ElectroDunas (99.96%), empresa con clasificación local de AAA(pe) por Apoyo & Asociados, como resultado de la OPA lanzada por GEB el 5 de julio del 2019 por el 100% de las acciones de Dunas Energía listadas en la Bolsa de Valores de Lima.

Electro Dunas S.A.A. es una empresa dedicada a la distribución y comercialización de energía eléctrica en las zonas de Ica, Pisco, Chincha, Nazca y Palpa (Ica); Castrovirreyna y Huaytará (Huancavelica); y, Lucanas, Parinacochas, Paucar del Sara y Sucre (Ayacucho). Actualmente, Electro Dunas cuenta con alrededor de 264,480 clientes y con activos compuestos por 274.8 km en una terna y 97.4 km de doble terna, líneas de subtransmisión de 60 kV, 5,874 km de líneas de media y baja tensión, 14 subestaciones de transformación de 314.5 MVA de potencia, 2,577 subestaciones de distribución y 89,769 luminarias de alumbrado público, en un área de distribución de 5,402 km<sup>2</sup>. Finalmente, en el 2022, se distribuyó un volumen total de 829.5 GWh - año.

Cabe mencionar que el GEB también adquirió el 100% de las acciones de PPC Perú Holdings, empresa de generación y desarrollo de soluciones energéticas integrales, y Cantalloc Perú Holdings, empresa desarrolladora de proyectos y obras.

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

Adicionalmente, con el objetivo de realizar las actividades relacionadas a la construcción de nuevos proyectos, en diciembre 2007 ISA creó la filial Proyectos de Infraestructura de Perú (PDI), la cual podría darle mayor flexibilidad financiera a REP y CTM. Con esto, los accionistas vienen consolidando su posición en el mercado local.

## Sector Eléctrico - Transmisión

A pesar que la crisis ha tenido un impacto importante en la generación de energía, la Clasificadora considera al sector eléctrico como uno de los más resilientes ante la paralización económica. Cabe resaltar que, según estimaciones del BCRP, en el 2021, el PBI creció un 13.6%, observándose una importante recuperación. Durante el 2022, dicha recuperación se mantuvo, aunque sin el efecto rebote observado del 2021, alcanzando un crecimiento del 2.7%.

La transmisión de energía 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 fijar 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 revisan y 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.

Con el objetivo de solucionar lo anterior y el problema de congestión y sobrecarga de las líneas de transmisión, la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006) introdujo medidas como: la creación de un Plan de Transmisión y la implementación de esquemas para garantizar la remuneración de los Sistemas Garantizados de Transmisión hasta por treinta años, para las nuevas líneas definidas en el mencionado Plan.

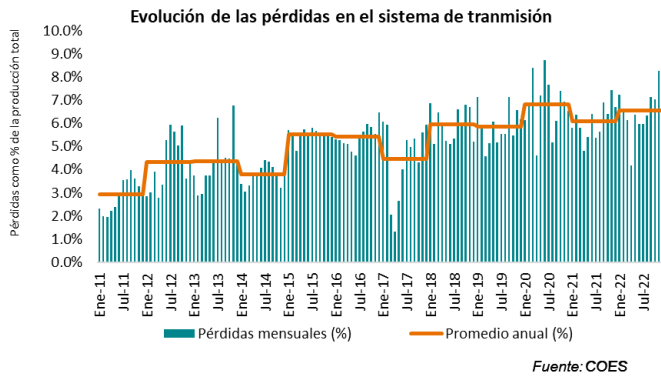
Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, la cual asegure el abastecimiento confiable y oportuno de la demanda de energía. Además, se establece que el planeamiento de la transmisión debe convertirse en la herramienta básica para la expansión del SEIN.

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) y así, se presente alguna desconexión imprevista de una línea de transmisión. Estas debilidades se deben a importantes atrasos en la adjudicación de proyectos de transmisión.

Cabe destacar que, durante el 2022, el promedio de pérdidas del sistema de transmisión del SEIN fue de 6.55%, por encima de lo registrado en el 2021 (6.09%). Cabe resaltar que, en los

últimos años, este indicador ha tenido una tendencia creciente.



Asimismo, durante el 2022, se contaron con 612 horas de congestión en los principales equipos de transmisión (2,594 horas en el 2021). Se debe destacar que la mayoría de las horas de congestión se concentran en la L.T. Chilca La Planicie y la S.E. Independencia. Relacionado a lo anterior, se ha emitido la Resolución Ministerial N°304-2022-MINEM, ampliando el periodo de declaración de situación de grave deficiencia de dicha subestación por falta de capacidad de producción y transporte, hasta el 10 de setiembre de 2023 o hasta la fecha en que la Subestación Chincha Nueva u otra equivalente, inicie operaciones comerciales. Entretanto, se ha instalado un transformador provisional en mayo del 2022 a cargo de la empresa Egesur.

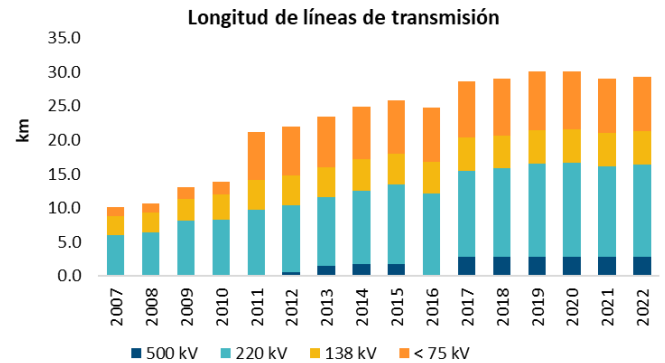
Además, según el COES, se registraron 382 y 400 fallas en el 2022 y el 2021 respectivamente, que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (4,282.7 MWh y 6,990.2 MWh para 2022 y 2021, respectivamente). Cabe destacar que, del total de energía interrumpida, alrededor del 82.7% provenía de fallas relacionadas a líneas de transmisión.

Por otro lado, uno de los principales retos que enfrentan las empresas de transmisión es la obtención de los derechos de paso o servidumbres, ya que cada vez son más costosos y la negociación con los propietarios es más compleja.

Un nuevo reto del sector son las demoras adicionales para que los proyectos puedan iniciar operaciones ahora que el Poder Ejecutivo ha decidido que la consulta previa se realice de manera posterior a la adjudicación de los proyectos por parte de ProInversión; incluso en algunos casos, dicho proceso de consulta previa se realizaría luego de la culminación de las obras de los mismos.

De acuerdo al COES, la longitud de las líneas de transmisión total del SEIN, al cierre del 2022, se incrementó en 0.8% respecto al del 2021. Se debe destacar que este ligero

incremento es la combinación de una reducción en la línea de transmisión de menos de 75 kV (8.5km) y un incremento de la línea de transmisión de 220 kV (248.8 km).



A la fecha, el subsector de transmisión no se ha visto afectado por las intensas lluvias que han ocurrido en el norte y centro del país, debido a que las empresas transmisoras ya habían reubicado las torres de alta tensión de las zonas de quebradas. Sin embargo, en dichas zonas sí ha habido cortes de electricidad, no obstante, estos cortes han sido realizados por las empresas de distribución de electricidad y se han registrado sobre todo en zonas que mantenían inundaciones y aniegos y donde había un potencial riesgo por contar con tomas de corrientes bajo el agua.

El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, a partir del 2011 (y cada dos años), se publica un plan de Plan de Transmisión, con el fin de mantener un Sistema de Transmisión robusto y confiable.

Así, durante el 2022 el COES ha elaborado el Plan de Transmisión 2023 - 2032, que luego de diversos comentarios y modificaciones por parte de OSINERGMIN y la DGE, evolucionó en la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión para el periodo 2023-2032, en setiembre del 2022, el cual considera diversos escenarios con el objetivo de detectar problemáticas actuales y futuras en el sistema de transmisión y sus posibles soluciones para un horizonte temporal de 10 años. Dicho documento fue aprobado por el Ministerio de Energía y Minas mediante la Resolución Ministerial N°459 - 2022 - MINEM/DM el 29 de diciembre del 2022 y se encontrará vigente desde el 1 de enero del 2023 hasta el 31 de diciembre del 2024.

En esta versión, el MINEM adecuó la norma para incorporar criterios y metodología para la planificación de las Instalaciones de Transmisión de Conexión. Estas, conectan las instalaciones de las áreas de demanda con las

instalaciones del SEIN, sin embargo, no se encuentran incluidas en los Planes de Inversiones.

Las proyecciones de demanda global se basan en los siguientes componentes: la demanda vegetativa, cargas especiales, cargas incorporadas, y cargas de grandes proyectos. La demanda vegetativa basa sus pronósticos en estimación del PBI de largo plazo y considera cinco escenarios de proyecciones del PBI vegetativo de Apoyo Consultoría. Las cargas incluyen lo siguiente: proyectos mineros, industriales y metalúrgicos (cargas especiales); demandas de sistemas aislados que con el tiempo fueron incorporados al SEIN (cargas incorporadas); y, todos los nuevos proyectos que se espera entren en operación durante el horizonte de estudio (cargas de grandes proyectos).

Con el fin de abarcar todo el rango de incertidumbre, el informe utiliza las proyecciones extremas (Muy Optimista y Muy Pesimista). Así, la demanda total en potencia (MW) en los escenarios extremos de Muy Pesimista y Muy Optimista consideran un crecimiento promedio en el periodo 2021-2032 de 1.8% y 4.4%, respectivamente.

Además, estos escenarios se separan por zonas de demanda, los cuales, al combinarse, representan los nudos de demanda que causan el mayor estrés en el sistema de transmisión.

Asimismo, se consideraron cinco escenarios de oferta, de acuerdo a la certeza en cuanto a su ejecución. El escenario con menor oferta considera sólo a los proyectos comprometidos hasta el 2024, mientras que el escenario de menor certeza considera hasta proyectos de centrales térmicas para reserva fría.

Se observa que las incertidumbres de Demanda y Generación tienen dependencia, debido que no se podría considerar un escenario con el mayor crecimiento de demanda con sólo la oferta de mayor certeza, debido que se asume que el desarrollo de proyectos estará ligado a la evolución de la demanda.

Así, en el periodo de evaluación de corto plazo (2023-2028), no se presentarían racionamientos ni congestiones importantes en el SEIN si se consideran los ingresos de los proyectos del Plan Vinculante. Cabe destacar que este plan tiene un costo aproximado de inversión de US\$905 millones.

En el periodo de transmisión de largo plazo (2028-2032), se cuentan con sobrecargas en los diversos escenarios de demanda y oferta en las zonas Sierra Costa, Lima Norte, Lima Sur, Sur-medio y Sur-Oeste.

Se debe destacar que la estructura de transmisión troncal de 500 kV, propuesta en el informe, brindaría confiabilidad y capacidad al SEIN para una adecuada cobertura hacia el largo plazo. Adicionalmente, ofrecería una plataforma suficiente

para planificar las interconexiones internacionales en 500 kV hacia: el Eje Ecuador – Colombia; Chile; Bolivia y Brasil (en muy largo plazo).

Es importante mencionar que, sobre la interconexión internacional con Ecuador, esta será financiada por el Banco Interamericano de Desarrollo por US\$125 MM y posiblemente en conjunto con el Banco Europeo de Inversiones. Esta infraestructura contaría con una línea de alta tensión de 544 km. El tramo adicional hasta Piura será financiado mediante el sector privado peruano.

### **Cambios Regulatorios**

En setiembre 2021, se publicó el Decreto Supremo N°018-2021-EM, el cual reactiva la ejecución de proyectos de transmisión eléctrica del Sistema Complementario de Transmisión.

En este decreto se explica el mecanismo para reactivar proyectos de transmisión cuya responsabilidad de ejecución ha sido asignada a las empresas bajo el FONAFE para proyectos que no estén considerados como Obras en Curso.

Osinermin tendrá el rol de identificar y sustentar ante el MINEM la lista de proyectos a ser considerados. Los proyectos que califiquen con las consideraciones técnicas serán publicados en la web del MINEM.

Si alguno de estos proyectos tiene dos o más solicitudes de interés de parte de cualquier concesionario o titular de instalaciones de transmisión, el MINEM elegirá al interesado que ofrezca el menor valor nominal del Factor de Ajuste por Competencia (FAXC) del Costo Medio Anual.

El interesado seleccionado deberá presentar al MINEM una carta fianza por el valor de 10% del costo de inversión propuesto en el mecanismo de manifestación de interés. Estos proyectos serán remunerados de acuerdo a la tasa regulatoria (12% a la fecha).

Cabe destacar que el titular original y el nuevo titular del proyecto cuentan con la facultad de suscribir acuerdos bilaterales en temas comerciales, operativos y administrativos.

En diciembre 2021, se publicó la Resolución Ministerial N°440-2021, en la cual se aprueban los lineamientos para la manifestación de interés y mecanismo de participación en la reasignación de proyectos.

En marzo del 2022, el MINEM lanzó la primera convocatoria para reasignar 28 proyectos de transmisión (entre nuevos y de reforzamiento), lo que significa una inversión estimada de US\$72.6 MM. Dichos proyectos comprenden inversiones en líneas y subestaciones en las zonas de concesión de:

Hidrandina, Electrosur, Enosa, Ensa, Electrocentro, Egesur y Electro Sur Este.

Por otro lado, el 22 de junio del 2022, se publicó la Resolución Ministerial N°227-2022-MINEM que dispone publicar la “Ley que modifica la Ley N°28832, Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica”. En cuanto al sector de transmisión de energía, se plantea ampliar las alternativas para la ejecución de proyectos debido a los largos plazos de ejecución que se manejan en la actualidad. Es importante mencionar que esto se trata todavía de una propuesta, por lo que será enviada al Poder Ejecutivo para aprobación y posterior promulgación, de ser el caso.

Así, se busca incluir un procedimiento sectorial de concurrencia de interesados (adicionalmente a la modalidad asociación público privadas – APP), que se podrá utilizar para la licitación de proyectos en plazos requeridos. Asimismo, se propone que el COES sea considerado un actor más que brinde asistencia y soporte al MINEM durante todo el proceso, al ser un ente planificador del sector de transmisión y cuenta con toda la información y conocimiento del mismo.

Por su parte, el 9 de agosto del 2022 se publicó la Resolución Ministerial N°285-2022-MINEM que aprueba los Términos de Referencia para realizar la elaboración del Informe Ambiental Anual de las actividades eléctricas de las empresas del sector. Dicho informe deberá ser presentado hasta el 31 de marzo de cada año y debe incluir, de manera sustentada y detallada, los compromisos y obligaciones ambientales aprobados en el Estudio Ambiental e Instrumento de Gestión Ambiental Complementarios.

Finalmente, a partir de los cambios realizados al reglamento de las obras bajo modalidad APP, el Estado espera alcanzar la meta de cinco adjudicaciones de proyectos bajo esta modalidad. Estos cambios simplifican el proceso de evaluación de proyectos que presentan un monto inferior a S/ 368 millones.

En esa línea, Proinversión adjudicó el 31 de enero del 2023, bajo la modalidad APP, los siguientes proyectos: Enlace 220kV Ica – Poroma, ampliaciones y subestaciones asociadas e ITC Enlace 220kv Cállic – Jaén Norte, ampliaciones y subestaciones asociadas, con el fin de atender la demanda de Ica, Amazonas y Cajamarca. Ambos proyectos registran una inversión de US\$132 MM. El adjudicatario de dichos proyectos fue la empresa Acciona Concesiones S.L.

Adicionalmente, Proinversión espera adjudicar durante el año 10 proyectos por una inversión total de US\$1,100 MM, los cuales son: Piura Nueva – Frontera (US\$217 MM); Enlace Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo y Enlace Celendín – Piura (US\$611 MM), y otros 5 proyectos más por US\$164 MM. Dichos proyectos serían adjudicados en el tercer

trimestre del 2023. Además, el MEM le ha encargado a Proinversión 18 proyectos (vinculantes al Plan de Transmisión) por una inversión total de US\$900 MM, para ser adjudicados durante el 2024.

Por su parte, en octubre del 2022, el MINEM ha publicado siete proyectos de normas técnicas con la finalidad de mejorar los criterios de diseño y especificaciones técnicas de materiales y equipos a ser utilizados en las redes de electrificación de las zonas rurales del país. Estos proyectos se mantienen en etapa de recepción de comentarios y observaciones.

Finalmente, es importante mencionar que existen 12 proyectos actualmente en marcha que entrarán en operación en el 2023 y que representan una inversión de US\$664 millones. Entre ellos, se encuentran los proyectos de Enlace 500kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo y subestaciones asociadas (COYA) que iniciará operaciones el 26 de junio de 2023 y el Enlace de 500 kV Nueva Yananago – Nueva Huánuco y subestaciones asociadas (YANA) que iniciará operaciones el 31 de diciembre de 2023.

## Estrategia

La estrategia al 2030 se enfoca en un portafolio de negocios equilibrado: buscan la generación de valor a sus accionistas, asegurando la vigencia corporativa y creando impacto social y ambiental positivo. La estrategia se soporta en cuatro pilares: verde, innovación, desarrollo, y articulación.

Para alcanzar los objetivos hacia el 2030, la Empresa realiza seis misiones, que se componen de iniciativas estratégicas, y son transversales a la empresa.

La primera misión es ‘efectividad y sostenibilidad en la red’ y consiste en aplicar nuevas tecnologías en proyectos de infraestructura, implementar eficiencias en la etapa “Crear”, abastecer el ciclo de vida del activo, y optimizar la gestión social, predial y ambiental.

La segunda misión, se denomina ‘confiabilidad y seguridad avanzada de la red’, y se busca lograrla mediante la implementación de nuevos modelos de monitoreo y control de la red a través de la exploración y uso de nuevas tecnologías; y la gestión avanzada de información para la operación y mantenimiento.

La tercera misión se trata del desarrollo de nuevos negocios. Para ello, REP busca lograr el crecimiento sostenible, promover el entorno adecuado del ecosistema, desarrollar interconexiones internacionales y negocios B2B, y consolidar su negocio de transporte de energía.

‘Transformación organizacional’ es la cuarta misión. La Empresa busca asegurar una cultura que apalanque la transformación por medio del desarrollo de nuevas



capacidades organizacionales, la articulación del sistema de innovación y la habilitación de las tecnologías emergentes.

La quinta misión es 'sostenibilidad en acción': fortalecer el relacionamiento con sus grupos de interés para generar programas sociales de alto impacto por medio de la innovación social y nuevas alianzas.

Por último, la misión 'continuidad del negocio' consiste en habilitar la eficiencia operativa de los procesos y la toma de decisiones efectivas con nuevas plataformas de gestión.

## 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. Al cierre del 2022, los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica representaron el 87.5% de los ingresos operativos (88.6% al cierre del 2021).

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

En la actualidad, aproximadamente el 90% de los ingresos por servicios de transmisión de energía eléctrica percibidos por la Empresa corresponde a servicios de transmisión por 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 diciembre del 2022, se registran 20 ampliaciones en operación comercial. Así, entre 2014 y 2021, REP ha realizado las siguientes ampliaciones:

| Ampliaciones                         | Puesta en Operación     | Inversión Total<br>MM (US\$) |
|--------------------------------------|-------------------------|------------------------------|
| Ampliación N°12                      | Feb-14                  | 8.7                          |
| Ampliación N°14                      | Jun-15                  | 24.4                         |
| Ampliación N°15                      | Ene-16                  | 56.9                         |
| Ampliación N°16                      | Ene-16                  | 16.4                         |
| Ampliación N°13<br>(hito N°1, 2 y 3) | Jul-14, May-14 y Ene-14 | 19.5                         |
| Ampliación N°17                      | May-17                  | 29.4                         |
| Ampliación N°18                      | Feb-19                  | 13.8                         |
| Ampliación N°19<br>(hito N°1 y 2)    | Nov-17 y May-19         | 7.3                          |
| Ampliación N°20                      | Nov-20 y Dic-20         | 26.9                         |

Fuente: REP

Respecto de la Ampliación N° 21, se suscribió la adenda el 6 de setiembre de 2022 incluyéndola en el Contrato de Concesión entre REP y el MINEM. El proyecto trata del nuevo circuito de línea (3er) entre las subestaciones Chilca y Subestación Independencia y ampliaciones de subestaciones asociadas. La ampliación involucra una inversión de US\$13.3 MM y la puesta en operación comercial está programada dentro de 22 meses desde la suscripción de la adenda.

En cuanto a la RA, fue calculada en US\$174.56 millones para el periodo mayo 2022 - abril 2023 (equivalente a 3.0x, lo que inicialmente se estableció en el Contrato de Concesión).

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 son CTM e ISA Perú; mientras que para otros servicios son empresas de telecomunicaciones, transmisoras de energía, minería, entre otras.

La disponibilidad, al cierre del 2022, fue de 99.47% y es similar a la registrada en los cinco años previos a excepción del 2020, año del inicio de la pandemia, donde la disponibilidad fue de 99.71%, valor que se explica por las pocas actividades que se realizaron debido a la emergencia sanitaria. Tales valores se mantienen altos a pesar de las desconexiones realizadas para la ejecución de los proyectos de ampliación del sistema.

Por su parte, el número de fallas por cada 100 km, a diciembre del 2022, se situó en 0.94 para las líneas de 220

kV (1.0 en el 2021); mientras que el número de fallas por cada 100 km en líneas de 220 kV (principalmente producidas por descargas atmosféricas en el sur del país) fue de 3.09, ligeramente por encima del estándar internacional (3.0), producto de factores atmosféricos.

## Desempeño Financiero

Los ingresos de REP no están expuestos a riesgos de precio ni de demanda, ya que 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.

Para el 2022, los ingresos de REP ascendieron a US\$180.5 millones, 5.0% superiores a los resultados del 2021 (US\$171.9 millones). Lo anterior, se debe al incremento de la tarifa por la actualización anual y el impacto del incremento del índice *Finished Good Less Food and Energy* (3.9% de crecimiento respecto a las tarifas del año anterior), producto del contexto global de inflación alta. Adicionalmente, los ingresos se vieron incrementadas por los mayores ingresos por servicios complementarios.

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, ya que la compañía no margina por dicho servicio, y equivalen a los costos de construcción incurridos. Estos servicios son prestados, administrados, y/o supervisados por su relacionada Proyectos de Infraestructura del Perú (PDI) y por terceros; por lo tanto, no tienen efecto sobre el EBITDA.

Además, desde el 2003, su flujo de caja operativo neto (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, durante el 2022, el EBITDA ascendió a US\$133.0 millones, superior en 8.4% al presentado en el 2021 (US\$122.7 millones), como consecuencia de los mayores ingresos según lo descrito anteriormente y de la reducción de los costos operativos, principalmente por la reducción de costos derivados de la Norma Técnica de Calidad de Servicios Eléctricos, al no encontrarse vigente la aplicabilidad de compensaciones por fallas en el sistema de transmisión debido al Estado de Emergencia.

El margen EBITDA se ubicó en 73.6% (71.4% en el 2021), y se encuentra por encima del promedio de los últimos cinco años (71.3%), mostrando un sólido nivel de estabilidad. Lo anterior, se debe a la mayor escala de operaciones por la entrada en operación de las ampliaciones.

Por otro lado, la cobertura de gastos financieros, para el 2022, fue de 10.7x (mismo nivel para el 2021), debido a que la mejora en el EBITDA ha sido contrarrestada con mayores gastos financieros, producto del refinanciamiento de deuda financiera a mayores tasas que las mantenidas en el 2021, como resultado de la coyuntura financiera. La Clasificadora considera que la compañía mantiene ratios holgados de cobertura que le dan a la compañía flexibilidad financiera ante dichos incrementos de tasas.

Finalmente, la utilidad neta generada, durante el 2022, fue de US\$64.5 millones, superior a la obtenida en el 2021 (US\$54.2 millones). Esta mejora se debió principalmente al incremento de los ingresos por servicios de transmisión y por servicios complementarios, así como a la reducción de los costos operativos y la menor provisión para mantenimientos y reemplazos (producto del impacto del alza en las tasas de interés en la valorización de dicho gasto).

Respecto al flujo de caja, en el 2022, REP generó un flujo de caja operativo de US\$65.3 millones, el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por US\$4.9 millones y repartir dividendos por US\$54.1 millones. Adicionalmente, durante el 2022 y producto del refinanciamiento de deuda financiera, la variación neta de deuda fue positiva por US\$4.8 millones, llevando a que la variación de caja fuera positiva por US\$11.6 millones.

## Estructura de Capital

A diciembre del 2022, el total de pasivos ascendió a US\$341.9 millones, reduciéndose en 5.4% respecto al cierre del 2021, debido principalmente al menor monto por instrumentos derivados de cobertura (por el vencimiento de bonos), las menores cuentas por pagar comerciales y el menor impuesto a las ganancias por pagar.

La deuda financiera total (incluyendo deuda fuera del balance) se incrementó a US\$260.6 millones (US\$256.5 millones a diciembre 2021), principalmente debido al nuevo financiamiento de mediano plazo con *Export Development Canada* por US\$39.9 millones (el crédito total es hasta por US\$106 millones). El importe desembolsado en 2022, se utilizó para refinanciar el bono por S/ 104 millones en noviembre 2022 (valor en dólares es US\$39.9 millones por el *swap* contratado). El segundo desembolso, realizado en el 2023 fue para refinanciar el bono por S/ 77 millones con vencimiento en febrero 2023 (valor en dólares es US\$29.9 millones por el *swap* contratado), así como préstamos de



corto plazo con Scotiabank, de manera parcial por US\$36 millones en marzo 2023 (para los US\$4 millones restantes se utilizó caja propia).

Actualmente, la deuda financiera de REP se compone de bonos corporativos (40.0%), préstamos bancarios (60.2%), y tres contratos de arrendamiento financiero con Scotiabank Perú (0.3%), tomando mayor importancia los préstamos bancarios para el periodo 2022.

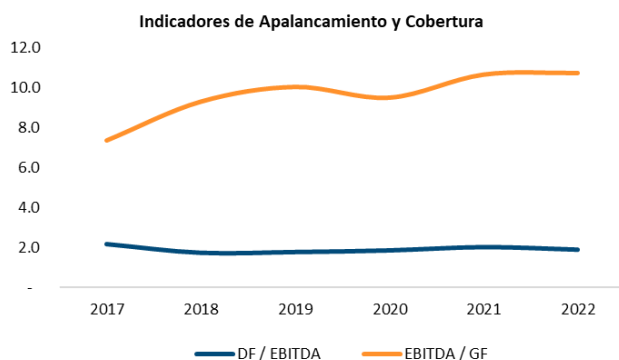
Además, producto de la nueva deuda tomada, el vencimiento corriente representa el 24.4% de la deuda de la Compañía, inferior al mostrado al cierre del 2021 (31.5%).

Por su parte, patrimonio se incrementó en 9.0%, por el efecto combinado de la reducción de capital por la distribución parcial de la prima suplementaria de capital por US\$7.0 millones (mayo del 2022) y US\$18.3 millones (octubre del 2022), y el incremento de los resultados acumulados de US\$27.2 millones a US\$64.1 millones, producto de la mayor utilidad neta durante el 2022.

Es importante resaltar que, respecto a los resultados netos del 2022, en Junta General de Accionistas llevada a cabo en marzo del 2023, se estableció que la Compañía repartirá el 100% como dividendos de la siguiente manera: US\$45 millones serán pagados en mayo del 2023 y lo restante será pagado no después del 31 de julio del 2023.

Debido a lo detallado anteriormente, el ratio de capitalización ajustada se redujo a 65.1%, siendo inferior al del 2021 (66.7%), aunque superior al de años anteriores (57.7%, 53.6% y 53.7% a diciembre 2020, 2019 y 2018, respectivamente).

Como consecuencia del menor saldo de deuda mantenida al cierre del 2022, el nivel de apalancamiento financiero (Deuda financiera / EBITDA) se redujo a 1.9x, (2.1x al cierre del 2021). Este indicador continúa manteniéndose adecuado para la clasificación otorgada.



Fuente: REP

Se debe tener presente que la Empresa no está expuesta al riesgo de tipo de cambio, ya que posee un contrato derivado de cobertura (*Cross currency swap*) para una emisión en soles.

Asimismo, cabe destacar que, a diciembre del 2022, REP no contaba con riesgo de tasa de interés, ya que el 84% de su deuda se encontraba en tasa fija. La empresa ha suscrito deuda con tasa variable debido principalmente a la coyuntura de tasas altas y el abaratamiento de costos para cuando decida refinanciar dicha deuda con tasas más bajas. Por último, la Entidad mantiene líneas bancarias disponibles, a diciembre del 2022, por US\$391 millones. Asimismo, la caja mantenida al cierre del 2022 representó el 66.3% de las amortizaciones programadas con vencimiento corriente.

## 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 cuenta con opción de rescate.

Cabe mencionar que, en noviembre del 2013, mediante Asamblea General de Obligacionistas del Segundo programa, se acordó modificar el Contrato Marco de este con el fin de homologar los resguardos financieros ante la emisión del Tercer Programa de Bonos Corporativos, ya que este último no establece el 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 bonos se emitieron en cuatro emisiones y éstas, a su vez, en una o más series. El plazo, tipo de amortización, tasa de interés y opción de rescate, fueron definidos en los Contratos Complementarios de cada emisión.

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.

Cabe mencionar que para este programa de bonos no se establecieron resguardos financieros, lo que provocó que se

homologaran las condiciones del Segundo Programa respecto a los resguardos financieros como se mencionó antes.

Con fecha 17 de mayo del 2018, se celebró la Asamblea General de Obligacionistas del Segundo y Tercer Programa de Bonos Corporativos de Red de Energía del Perú S.A, en virtud de la cual los titulares de los Bonos en circulación de todas las emisiones vigentes efectuadas en el marco del Segundo y Tercer Programa aprobaron por eliminar, levantar y cancelar las garantías específicas otorgadas en respaldo del cumplimiento de las obligaciones bajo los Bonos emitidos por REP.

## Emisiones

Las características de las emisiones 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 |
| 1ra-B                                 | S/.77.3 MM     | Feb-13           | 10           | 5.13% | Al vencimiento |

Fuente: REP

Las dos emisiones vigentes a diciembre 2022, se amortizarán en una sola cuota al vencimiento (*bullet*). Todas las emisiones vigentes cuentan con tasas de interés fija y opción de rescate a partir del pago de la cuarta cuota semestral, salvo por la cuarta emisión, que no cuenta con opción de rescate.

Para las demás emisiones, el precio a pagar por realizar dicha opción será el precio limpio del 100.50% y en caso se ejecute, se proveerá un trato equitativo a todos los titulares de los bonos de la emisión y/o de la serie que corresponda.

Adicionalmente, en cuanto a la cuarta emisión, ésta deberá vencer por lo menos un año y seis meses antes del vencimiento de la concesión otorgada por el Estado (setiembre 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 S.A.**  
(Cifras en miles de dólares)

|  | Dic-22   | Dic-21   | Dic-20   | Dic-19   | Dic-18   | Dic-17   |
|--|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| <b>Rentabilidad</b>                            |          |          |          |          |          |          |
| EBITDA   | 132,953  | 122,654  | 120,052  | 120,891  | 119,374  | 100,553  |
| Mg. EBITDA                                     | 73.6%    | 71.4%    | 71.8%    | 71.7%    | 72.0%    | 69.5%    |
| (FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada | 28.6%    | 27.6%    | 24.3%    | 23.9%    | 25.3%    | 20.2%    |
| FCF / Ingresos                                 | 3.5%     | -12.8%   | -3.2%    | 4.5%     | 5.4%     | 3.6%     |
| ROE  | 48.1%    | 36.3%    | 25.4%    | 34.2%    | 24.7%    | 15.3%    |
| <b>Cobertura</b>                               |          |          |          |          |          |          |
| Cobertura de intereses del FFO                 | 9.24     | 9.23     | 7.76     | 8.26     | 7.97     | 6.24     |
| EBITDA / Gastos financieros                    | 10.73    | 10.65    | 9.51     | 10.04    | 9.31     | 7.38     |
| EBITDA / Servicio de deuda                     | 1.78     | 1.36     | 3.79     | 7.66     | 1.41     | 1.12     |
| FCF / Servicio de deuda                        | 0.26     | -0.11    | 0.16     | 1.21     | 0.26     | 0.19     |
| CFO / Inversión en Activo Fijo                 | 13.31    | 21.18    | 3.68     | 9.15     | 5.35     | 3.40     |
| (EBITDA + caja) / Servicio de deuda            | 2.33     | 1.67     | 4.19     | 8.86     | 1.58     | 1.31     |
| <b>Estructura de capital y endeudamiento</b>   |          |          |          |          |          |          |
| Deuda financiera total / EBITDA                | 1.92     | 2.05     | 1.88     | 1.80     | 1.77     | 2.19     |
| Deuda financiera neta / EBITDA                 | 1.61     | 1.82     | 1.78     | 1.65     | 1.64     | 2.03     |
| Costo de financiamiento estimado               | 4.9%     | 4.8%     | 5.7%     | 5.6%     | 5.9%     | 6.1%     |
| Deuda financiera CP / Deuda financiera total   | 24.4%    | 31.5%    | 8.4%     | 1.7%     | 34.2%    | 34.4%    |
| Deuda ajustada total / Capitalización ajustada | 65.1%    | 66.7%    | 57.7%    | 53.6%    | 53.7%    | 53.8%    |
| <b>Balance</b>                                 |          |          |          |          |          |          |
| Activos totales                                | 481,710  | 489,617  | 502,014  | 512,591  | 505,909  | 515,963  |
| Caja e inversiones corrientes                  | 41,356   | 28,106   | 12,617   | 18,809   | 15,110   | 16,516   |
| Deuda financiera Corto Plazo                   | 62,344   | 78,945   | 19,049   | 3,729    | 72,089   | 75,887   |
| Deuda financiera Largo Plazo                   | 192,795  | 172,007  | 207,078  | 214,008  | 138,659  | 144,733  |
| Deuda financiera total                         | 255,140  | 250,952  | 226,127  | 217,737  | 210,748  | 220,620  |
| Deuda fuera de Balance                         | 5,415    | 5,503    | 6,410    | 5,362    | 5,842    | 5,874    |
| Deuda ajustada total                           | 260,555  | 256,455  | 232,537  | 223,099  | 216,590  | 226,495  |
| Patrimonio Total                               | 139,766  | 128,177  | 170,406  | 193,306  | 186,859  | 194,369  |
| Capitalización ajustada                        | 400,321  | 384,633  | 402,943  | 416,405  | 403,449  | 420,864  |
| <b>Flujo de caja</b>                           |          |          |          |          |          |          |
| Flujo de caja operativo (CFO)                  | 65,284   | 78,289   | 89,003   | 75,813   | 78,611   | 63,991   |
| Inversiones en Activos Fijos                   | (4,904)  | (3,696)  | (24,210) | (8,289)  | (14,681) | (18,817) |
| Dividendos comunes                             | (54,061) | (96,613) | (70,132) | (60,000) | (55,000) | (40,000) |
| Flujo de caja libre (FCF)                      | 6,319    | (22,020) | (5,339)  | 7,524    | 8,930    | 5,174    |
| Ventas de Activo Fijo                          | 446      | -        | 36       | 26       | -        | 474      |
| Otras inversiones, neto                        | -        | 8,206    | (5,306)  | (2,900)  | -        | -        |
| Variación neta de deuda                        | 4,838    | 30,356   | 7,633    | (1,402)  | (9,336)  | (3,420)  |
| Variación neta de capital                      | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Otros financiamientos, netos                   | -        | -        | -        | -        | -        | -        |
| Variación de caja                              | 11,603   | 16,543   | (2,976)  | 3,248    | (406)    | 2,227    |
| <b>Resultados</b>                              |          |          |          |          |          |          |
| Ingresos                                       | 180,547  | 171,902  | 167,240  | 168,589  | 165,747  | 144,632  |
| Variación de Ingresos                          | 5.0%     | 2.8%     | -0.8%    | 1.7%     | 14.6%    | 5.6%     |
| Utilidad operativa (EBIT)                      | 95,630   | 82,139   | 78,701   | 97,942   | 77,039   | 57,643   |
| Gastos financieros                             | (12,392) | (11,517) | (12,630) | (12,046) | (12,829) | (13,628) |
| Resultado neto                                 | 64,461   | 54,165   | 46,208   | 64,934   | 47,037   | 30,244   |

**Vencimientos de Deuda no corriente****(Diciembre 2022)**

| US\$ Millones | 2023 | 2024   | 2025+   |
|---------------|------|--------|---------|
|               | -    | 35,683 | 157,113 |

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización + provisión por reemplazos y mantenimiento

FFO: Resultado neto + Depreciación y Amortización + Resultado en venta de activos + Castigos y Provisiones

Otros ajustes al resultado neto + variación en otros activos + variación de otros pasivos - dividendos preferentes

Variación de capital de trabajo: Cambio en c. por cobrar comerciales + cambio en existencias - cambio en c. 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 financiera Largo Plazo incluye las comisiones de estructuración

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

Inversión en activos fijos: compra de maquinaria y equipos + adquisición de intangibles

Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas: Inversión en activos fijos - venta de maquinaria y equipo - venta intangibles

Costo de financiamiento estimado= Gastos financieros / Promedio (deuda financiera total t + deuda financiera total t-1)

### Antecedentes

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

### Relación de directores\*

|                               |                               |
|-------------------------------|-------------------------------|
| Juan Emilio Posada Echeverri  | Presidente del Directorio     |
| Juan Ricardo Ortega López     | Vicepresidente del Directorio |
| César Augusto Arias Hernández | Director                      |
| Luis Alejandro Camargo Suan   | Director                      |
| Fredy Antonio Zuleta Dávila   | Director                      |
| Sebastián Castañeda Arbeláez  | Director Alterno              |
| Gabriel Melguizo Posada       | Director Alterno              |
| Brenda Rodríguez Tovar        | Director Alterno              |
| Andrés Baracaldo Sarmiento    | Director Alterno              |
| Walter Sciutto Brattoli       | Director Alterno              |

### Relación de ejecutivos\*

|                                   |   |
|-----------------------------------|---|
| Cristian Augusto Remolina Álvarez | Gerente General**                               |
| Johnny Taipe Granda               | 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        |
| Vidal Galindo Verástegui          | Subgerente de Departamento de Asesoría Jurídica |
| Luis Enrique Olivos Román         | Contralor                                       |

### 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% |

(\*) Nota: Información a marzo 2023

(\*\*) Nota: a partir del 3 de abril de 2023

## 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.