

# Conelsur LT S.A.C.

## Fundamentos

La clasificación otorgada por Apoyo & Asociados Internacionales (A&A) se fundamenta en la estabilidad y predictibilidad de los ingresos de la Empresa, que no cuentan con riesgo de demanda ni de precio, la poca probabilidad de sustitución de líneas y la experiencia y respaldo de Transelec.

La regulación actual determina los ingresos de las empresas de transmisión secundaria de electricidad bajo un esquema *take-or-pay*, es decir, se estiman en función de los costos de inversión, así como de los de operación y mantenimiento, asegurando una rentabilidad fija (12% a diciembre 2022), por lo que no se encuentran expuestos a riesgos de demanda ni de precio. Estos ingresos son actualizados en función a la inflación y a la variación del tipo de cambio, precio del cobre y del aluminio cada cuatro años.

En enero 2020, Conelsur adquirió parte de los activos de CONENHUA, sociedad relacionada a la Minera Buenaventura S.A. Estos activos son regulados y la mayoría pertenecen al sistema de Transmisión Secundaria y una minoría, al Sistema Complementario de Transmisión. La compra por US\$18.1 millones fue financiada por medio de deuda *intercompany* con su matriz chilena Transelec Holdings Rentas. Cabe destacar que US\$8 millones de los préstamos *intercompany* fueron capitalizados en junio 2020.

Según la Propuesta Definitiva de Actualización del Plan de Transmisión 2023-2032 (aprobada por el MINEM para el periodo comprendido entre el 1 de enero del 2023 al 31 de diciembre del 2024), únicamente dos líneas de Conelsur se muestran con sobrecarga media para el 2025 en un escenario de contingencias para la evaluación del proyecto Enlace 500kV Chilca CTM – Carabayllo (Tercer Circuito) y Ampliaciones por la salida de la LT 500 kV Chilca – La Planicie. No obstante, el plan también propone un tercer circuito en el tramo 220kV Carapongo – Cajamarquilla más reactores de núcleo de aire y transformación de 500 a 200kV. Cabe destacar que este proyecto busca complementar las líneas actuales, reduciendo la congestión en la zona y asegurando la robustez y seguridad en el sistema de transmisión. Debido a lo cual, no se prevé un riesgo de obsolescencia material para las líneas de Conelsur.

Por su parte, debido al tipo de tecnología utilizada por las generadoras eléctricas conectadas a las líneas de Conelsur (55% son hidroeléctricas y 45% térmicas principalmente en base a gas natural), no se prevé que dichas líneas sean desconectadas del sistema, para ser reemplazadas por centrales más eficientes, lo que disminuiría el valor de inversión de las líneas de transmisión.

La Clasificadora reconoce la experiencia y el *know how* de los accionistas (Grupo Transelec) debido a su amplia experiencia en el mercado de transmisión eléctrica en Chile. Además, la Gerencia de Conelsur cuenta con experiencia en el mercado peruano.

Durante el 2022, los ingresos crecieron en 3.7%, debido al ajuste regulatorio en las tarifas. Por su parte, los costos operativos y los gastos de administración se redujeron de manera importante debido a que durante el 2021 se realizaron pagos por servicios de entidades

| Ratings            | Actual  | Anterior |
|--------------------|---------|----------|
| Bonos Corporativos | AA+(pe) | AA+(pe)  |

Con información financiera auditada a diciembre de 2022.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 28/04/2023 y 29/11/2022.

## Perspectiva

Estable

## Indicadores Financieros

Cifras en miles de nuevos soles

|                                  | Dic-22  | Dic-21  | Dic-20  |
|----------------------------------|---------|---------|---------|
| Ingresos                         | 52,597  | 50,742  | 47,114  |
| EBITDA                           | 28,882  | 24,185  | 23,886  |
| Flujo de Caja Operativo (CFO)    | 17,523  | 17,331  | 16,256  |
| Deuda Total (Inc. Intercompany)  | 274,885 | 268,544 | 263,883 |
| Caja y Valores                   | 19,402  | 33,702  | 35,337  |
| Deuda financiera senior / EBITDA | 3.93    | 4.69    | 4.75    |
| EBITDA/Gastos financieros        | 1.76    | 1.43    | 1.44    |

Fuente: Conelsur

## Metodologías Aplicadas

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

## Analistas

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

T. (511) 444 5588

relacionadas correspondientes al 2020, lo que no ocurre en el 2022. Así, el EBITDA aumentó en 19.4% respecto al cierre del 2021; con un margen EBITDA de 54.9%. La Clasificadora proyecta que, para el cierre del 2023, el margen EBITDA se mantenga en alrededor de 50%. Además, con la entrada de los proyectos en construcción y al ajuste tarifario, se espera un aumento gradual del margen EBITDA a partir del 2024.

La deuda financiera de Conelsur, al cierre del 2022, se compuso de bonos corporativos (41.9%), el préstamo inicial con empresas relacionadas, considerado como *pseudo-equity* (40.4%) y el préstamo adicional con relacionadas por la compra de los activos de CONENHUA, entre otros (17.7%) y ascendió a S/ 274.9 millones, creciendo respecto al cierre del 2021 en 2.4%.

De esta manera, al cierre del 2022, el apalancamiento financiero total (incluyendo deuda con empresas relacionadas) fue de a 9.52x, inferior al mantenido al cierre del 2021 (11.10x), producto del incremento del EBITDA. A&A sólo considera los indicadores de apalancamiento financiero *senior* para la clasificación, los cuales no incluyen deuda subordinada con relacionadas de largo plazo ("*pseudo-equity*"). Así, la Empresa mantuvo un apalancamiento financiero *senior* (deuda financiera *senior*/EBITDA) de 3.93x a diciembre 2022, inferior al del cierre del 2021 (4.69x), debido a que la deuda por S/ 33.9 millones que originalmente estaba considerada como deuda de corto plazo por su vencimiento en marzo 2023, ha extendido su plazo por 3 años adicionales y ya no se encuentra en el cálculo del ratio al ser parte de la deuda financiera de largo plazo.

Además, se debe considerar que, a diciembre 2022, la Empresa mantenía caja por S/ 19.4 millones (S/ 33.7 millones a diciembre 2021). Así, al considerar la deuda financiera *senior* neta, el apalancamiento se redujo a 3.26x a diciembre 2022 (3.30x a diciembre 2021).

Los gastos financieros se mantuvieron ligeramente inferiores a los del 2021 en S/ 16.4 millones. De esta manera, la cobertura (EBITDA/gastos financieros) se registró en 1.76x, superior al promedio de los años 2019-2021 de 1.53x.

Cabe destacar que, en el 2021, se inició la construcción de la SE Portillo, por un monto de inversión aproximado de US\$11 millones. Este proyecto es la primera obra de construcción que desarrolla la empresa y se está realizando con caja propia. Al cierre del 2022, este proyecto contaba con un grado de avance al 94%. Así, con el fin de financiar este proyecto, la Empresa no realizó distribuciones de dividendos durante el 2021 ni 2022.

### ¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?

Los factores que podrían impactar negativamente en la clasificación de riesgo de Conelsur son un aumento sostenido en el nivel de apalancamiento que resulte en un ratio de deuda financiera *senior*/EBITDA neta por encima de 5.5x; y que, como consecuencia de la revisión tarifaria, se afecte significativamente la capacidad de generación de caja, de tal modo que reduzca niveles de cobertura de manera importante. La Clasificadora espera que las actualizaciones del monto de inversión no generen cambios importantes en los ingresos de Conelsur.

## Perfil

Conelsur LT S.A.C. (Conelsur) se constituyó en febrero de 2016, luego de la compra de los activos de transmisión de Enel Generación (antes Edegel) y su filial Chinango. La adquisición corresponde a 650 kilómetros de líneas de transmisión de 220 kV y 60 kV por una inversión que superó los US\$60 millones. Iniciaron su operación comercial en noviembre 2016.

Asimismo, el 17 de enero del 2020, se concretó la adquisición de los activos regulados de transmisión de la empresa Consorcio Energético de Huancavelica S.A. (CONENHUA), sociedad relacionada de la Compañía Minera Buenaventura S.A.

Los activos son 8 líneas de transmisión de 60, 138 y 220 kV, con 348 km. Por esta adquisición, Conelsur desembolsó US\$18.1 millones. Estos activos son regulados y la mayoría pertenecen al sistema de Transmisión Secundaria y, una minoría pertenecen al Sistema Complementario de Transmisión.

De esta manera, luego de esta adquisición, la compañía cuenta con 38 líneas de transmisión secundarias y complementarias en Lima, Junín, Huancavelica y Cajamarca, con aproximadamente 974 km.

En diciembre 2020, Conelsur LT se adjudicó la construcción de la subestación eléctrica Portillo de 60 kV y los enlaces asociados, por un monto de inversión aproximado de US\$11 millones. Este proyecto es la primera obra de construcción que desarrolla la empresa. En marzo del 2021, se inició el desarrollo del proyecto y, a la fecha, el proyecto lleva un avance de 94% y desembolsos acumulados por US\$8.7 millones. El trabajo pendiente está relacionado a las conexiones a subestaciones de terceros.

En noviembre del 2021, comenzó a operar el Centro de Control de Operación de Transmisión de Conelsur; con este proyecto se inicia la supervisión y operación centralizada de las instalaciones en tiempo real. Durante el 2022, se incorporaron 6 nuevas subestaciones, alcanzando un total de 9 subestaciones tele controladas. El proyecto continuará durante el 2023 y 2024 hasta concretar el ingreso de 18 subestaciones de Conelsur LT.

Los accionistas de Conelsur son: Conelsur S.A.C. y Transelec Holding Rentas Limitada, ambas, parte del grupo Transelec, cuya empresa *holding* es ETC Transmission Holdings S.L., la cual es propiedad de un consorcio conformado por cuatro integrantes: China Southern Power Grid (CSG), CPP Investment Board, BCI y PSP Investments, empresas con amplia experiencia en la industria, fortaleza financiera y compromiso con inversiones de largo plazo. El grupo Transelec, se beneficia de la solidez financiera del consorcio chino-canadiense y de la experiencia operacional de

Transelec S.A., la empresa de transmisión eléctrica más grande de Chile.

Transelec S.A. (clasificación local de AA-(cl) y clasificación internacional de BBB por *Fitch Ratings* y Baa1 por *Moody's*, ambas con perspectiva estable), es el principal proveedor de sistemas de alta tensión de Chile. Su área de concesión abarca más de 60 subestaciones y más de 10,000 km de circuitos principalmente de 500 y 220 kV en Chile. Esta empresa tiene presencia en el Sistema Nacional (representa 59% de sus ingresos), en el Sistema Zonal (22%) y el no regulado (19%). Desde el 2016, el grupo Transelec tiene presencia en Perú.

## Estrategia

Conelsur es el primer activo del Grupo Transelec en el Perú, y se estableció con una estrategia de negocio enfocada en activos regulados. La estrategia de Conelsur es optimizar la inversión de sus accionistas, manteniendo adecuados niveles de solvencia y flexibilidad financiera.

Respecto al Gobierno Corporativo, Conelsur no cuenta con un Directorio. Sin embargo, la matriz organizacional de la empresa cuenta con un directorio compuesto por los ejecutivos con el *expertise* suficiente para cumplir sus labores.

La Junta General de Accionistas es la encargada de resolver los asuntos que usualmente quedan en poder del Directorio. La plana gerencial cuenta con amplia experiencia en el sector de transmisión eléctrica peruano (REP) y chileno (Transelec).

## Operaciones

Los activos de Conelsur pertenecen al Sistema Secundario de Transmisión (SST) y al Sistema Complementario de Transmisión (SCT). El SST permite a los generadores conectarse al sistema principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas. Asimismo, el SCT cumple con la misma función, pero fueron construidos por iniciativa propia de los agentes.

Las compensaciones del SST y los peajes de esta red son regulados por OSINERGMIN. Los activos de este sistema gozan de concesiones perpetuas.

Cabe destacar que la Empresa ha crecido inorgánicamente, de esta manera, hasta diciembre del 2019, contaban con líneas de hasta 670 km, mientras que, luego de las compras realizadas, en enero 2020, cuentan con 974 km de líneas de transmisión; de las cuales, alrededor del 95% pertenece al SST y el resto al SCT.

La totalidad de los ingresos de servicio de transmisión es pagada por las generadoras, sin embargo, Conelsur cuenta con Contratos de Servicio con Chinango (generadores

Yanango y Chimay) y Enel (generadores Huinco, Matucana, Callahuanca, Moyopampa y Huampani).

Los contratos de servicio no son necesarios para establecer el servicio, debido a que usualmente los generadores son conectados al SEIN mediante una única línea.

La lista de generadoras conectadas a Conelsur es la siguiente:

| Empresa                        | Central              | Potencia Efectiva (MW) | Generación Dic22 - GW.h | Generación 2021 - GW.h |
|--------------------------------|----------------------|------------------------|-------------------------|------------------------|
| Celepsa                        | C.H. El Platanal     | 227                    | 1,041                   | 1,134                  |
| Chinango                       | C.H Chimay           | 152                    | 714                     | 819                    |
|                                | C.H.Yanango          | 43                     | 206                     | 214                    |
| Enel                           | C.H Callahuanca      | 84                     | 582                     | 603                    |
|                                | C.H Huampani         | 31                     | 231                     | 210                    |
|                                | C.H. Huinco          | 278                    | 1,128                   | 1,268                  |
|                                | C.H Matucana         | 137                    | 829                     | 852                    |
|                                | C.H. Moyopampa       | 69                     | 502                     | 517                    |
|                                | C.T. Santa Rosa      | 380                    | 584                     | 477                    |
|                                | C.T Ventanilla       | 472                    | 3,236                   | 2,980                  |
| Electroperu                    | C.H Mantaro          | 679                    | 5,127                   | 5,318                  |
|                                | C.H Restitucion      | 219                    | 1,629                   | 1,732                  |
| Empresa de Generación Huallaga | C.H. Chaglla         | 477                    | 1,696                   | 2,051                  |
| Engie                          | C.H. Yuncan          | 137                    | 789                     | 821                    |
|                                | C.T. Chilca 1        | 803                    | 4,857                   | 4,655                  |
| Kallpa Generación              | C.T. Kallpa          | 896                    | 5,701                   | 5,628                  |
|                                | C.H Cerro del Aguila | 575                    | 2,805                   | 3,085                  |
| Statkraft                      | C.H. Yaupi           | 114                    | 783                     | 761                    |

Fuente: COES

## 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.

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.

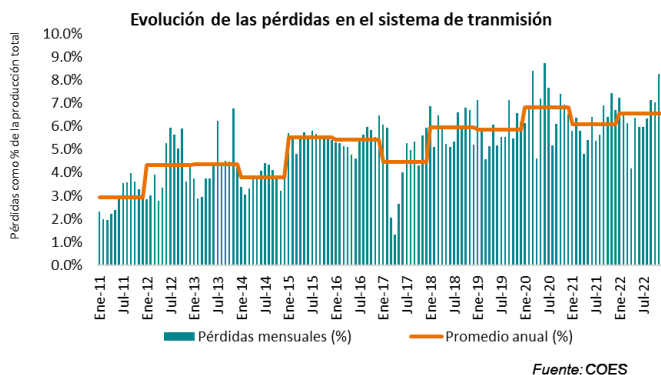
Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, 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 Chinchá Nueva u otra equivalente, inicie operaciones comerciales. Entretanto, se ha instalado un transformador provisional en mayo del 2022 a cargo de la empresa Egesur.

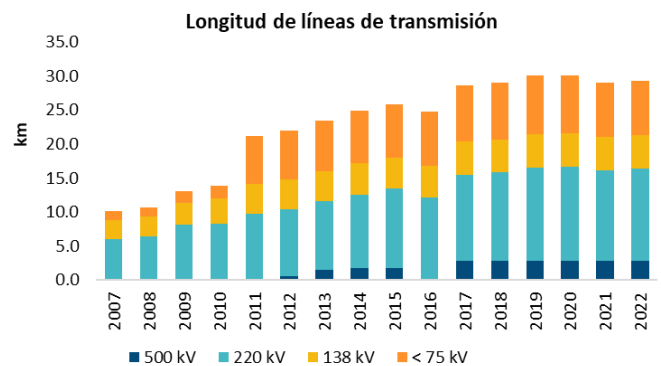
Además, según el COES, se registraron 382 y 400 fallas en el 2022 y el 2021 respectivamente, que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (4,282.7 MWh y 6,990.2 MWh para 2022 y 2021, respectivamente). Cabe destacar que, del total de energía interrumpida, alrededor del 82.7% provenía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

Es importante mencionar que, en un escenario de contingencias para la evaluación del proyecto Enlace 500kV Chilca CTM - Carabaylo (Tercer Circuito) y Ampliaciones por la salida de la LT 500 kV Chilca - La Planicie, el informe muestra que dos líneas de Conelsur presentan sobrecarga media para el 2025. No obstante, el plan propone un tercer circuito en el tramo 220kV Carapongo - Cajamarquilla más reactores de núcleo de aire y transformación de 500 a 200kV, que tiene como finalidad incrementar la capacidad de la zona y así, reducir la congestión por sobrecargas, lo que no impactaría a las operaciones de la compañía, ya que no se reemplazarían las líneas de transmisión de Conelsur.

La Clasificadora continuará monitoreando la situación de las líneas de transmisión de Conelsur y el desarrollo de proyectos propuestos por el COES.

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.

En cuanto a Conelsur específicamente, debido al tipo de tecnología utilizada por las centrales conectadas a las líneas de la empresa, la probabilidad que alguna de estas centrales deje de despachar en el mediano y largo plazo es muy baja.

Alrededor del 55% de la potencia efectiva son generadoras hidroeléctricas, 45% generadoras térmicas en base a gas natural, en su mayoría, y lo restante a base de diésel u otros.

Debido a esto, la Clasificadora considera que la única amenaza en la estabilidad de los flujos de la Empresa, a mediano plazo, es el cálculo del costo de inversión, el cual es actualizado cada cuatro años, además de la situación de una potencial sobrecarga de líneas mencionada anteriormente.

Al cierre del 2022, la disponibilidad de la red fue de 99.05%, superior a la registrada en 2021 (98.62%).

## 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.

Osinergmin 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.

## Desempeño Financiero

Durante el 2022, los ingresos de Conelsur ascendieron a S/ 52.6 millones, 3.7% superiores respecto al cierre del 2021, debido al ajuste tarifario ocurrido en mayo 2021, ya que su impacto se observa durante todo el 2022 (el periodo tarifario va de mayo 2021 a abril del 2025).

Por su parte, para el mismo periodo, los costos operativos se mantuvieron por debajo de los registrados en el 2021, producto de los menores servicios prestados por compañías relacionadas (gastos de planilla principalmente, los cuales son ahora facturados como servicios prestados por la empresa relacionada Conelsur SV). Lo anterior se debe a pagos por servicios de entidades relacionadas correspondientes al 2020, situación que no se observa para el 2022.

De la misma manera, durante el 2022 los gastos administrativos se redujeron por el mismo concepto mencionado anteriormente. Así, en línea con lo anterior, el EBITDA ascendió a S/ 28.9 millones, mayor en 19.4% al registrado en el 2021.

El margen EBITDA se ubicó en 54.9% para el 2022 (47.7%, 50.7%, y 63.5% en el 2021, 2020 y 2019, respectivamente), y se encuentra por debajo del promedio de los últimos cinco años (56.2%). La Clasificadora espera que, para el cierre del 2023, el margen EBITDA se mantenga en alrededor de 50%. Además, con la entrada de los proyectos en construcción y al ajuste tarifario, se espera una recuperación gradual del margen EBITDA a partir del 2024.

Por otro lado, el mayor EBITDA llevó a que la cobertura de gastos financieros del periodo fuera de 1.76x, superior a la mostrada en periodos anteriores (1.43x y 1.44x durante el 2021 y 2020, respectivamente).

Finalmente, la utilidad neta generada durante el 2022 fue de S/ 997 miles, una mejora respecto a las pérdidas registradas en el 2021 (-S/ 3.8 millones), debido principalmente a la mejora en el resultado operativo por las razones explicadas anteriormente, y a los mayores ingresos financieros (S/ 1.1 vs S/ 0.1 millones en el 2022 y 2021, respectivamente) producto del incremento de las tasas de interés activas.

Por otro lado, durante el 2022, Conelsur generó un flujo de caja operativo de S/ 17.5 millones, el cual, sumado al saldo disponible de caja, permitió realizar inversiones en activo fijo por S/ 31.9 millones, superior al monto de S/ 18.9 millones del 2021, principalmente debido a la construcción de la Subestación Portillo, ya que de igual manera, la empresa invirtió en el mantenimiento de las líneas de transmisión y subestaciones que mantiene.

## Política de Dividendos

La política de dividendos actual es distribuir hasta el 100% de las utilidades de libre disposición obtenidas en el ejercicio. Sin embargo, durante el 2022, la Junta de Accionistas decidió no distribuir ningún dividendo para asegurar su posición de liquidez para el desarrollo de la subestación Portillo.

## Estructura de Capital

En el 2016, Conelsur financió la adquisición de sus activos con un valor aproximado de US\$68.5 millones mediante dos préstamos con empresas relacionadas (Transec Holding Rentas Limitada); uno a corto plazo, por US\$40.5 millones, y uno a largo plazo, por US\$21 millones. Adicionalmente, obtuvieron un crédito con el BBVA por US\$12 millones para amortizar el IGV de la adquisición de las líneas de transmisión.

En junio del 2017, realizaron la primera emisión de bonos corporativos dentro del primer programa de bonos corporativos de Conelsur por S/ 113.8 millones, destinado a pre-pagar el préstamo bancario y disminuir el préstamo con empresas relacionadas de corto plazo.

Cabe destacar que, el 15 de abril del 2020, los préstamos con relacionadas asociados a la compra de los activos iniciales se redenominaron de Dólares a Soles. Además, se reemplazó el préstamo con relacionadas de corto plazo destinado a la compra de activos, en el primer trimestre del 2020, con un nuevo préstamo por S/ 33.0 millones con una tasa anual de 7.25% y un plazo de 3 años. En diciembre del 2022, la compañía ha logrado extender el plazo de este último préstamo por 3 años adicionales (2025), a una tasa de interés de 8.31%.

Estructura de la Deuda a Diciembre 2022

| Tipo                                      | Moneda | Dic-22      | Dic-21      | Dic-20      | Vencimiento     | Plazo     | Tasa       | Tipo   |
|---|--------|-------------|-------------|-------------|-----------------|-----------|------------|--------|
| Préstamos con Relacionadas (Corto Plazo)* | S/     | S/ 0 MM     | S/ 0 MM     | S/ 0 MM     | N.D             | N.D       | N.D        | N.D    |
| Préstamos con Relacionadas (Largo Plazo)  | S/**   | S/ 157.2 MM | S/ 149 MM   | S/ 143.2 MM | Abr-30 y Dic-25 | 3-10 años | 5.7%-8.31% | Bullet |
| Bonos Corporativos                        | S/     | S/ 113.5 MM | S/ 113.5 MM | S/ 113.4 MM | Oct-47          | 30 años   | 7.27%      | Bullet |

Fuente: Conelsur

\* En el 2020, la deuda con relacionadas, de corto plazo fue convertida a deuda de largo plazo. Adicionalmente, la deuda por S/ 33.9 MM se encuentra en el largo plazo debido a que se ha extendido su plazo por 3 años adicionales

\*\* En Abril 2020, las deudas por US\$25 y US\$4.1 MM fueron redenominadas de dolares a soles



Al cierre de diciembre del 2022, los pasivos sumaron S/ 281.6 millones, de los cuales S/ 157.2 millones provenían de préstamos con empresas relacionadas a largo plazo, superior a los saldos registrados en el 2021. El incremento de estos préstamos respecto al 2021 se debe a la acumulación de intereses devengados. Es importante mencionar que, desde el 2020, la parte de la deuda relacionada que correspondía al corto plazo por S/ 14.7 millones fue convertida en deuda a largo plazo. Adicionalmente, se muestra la deuda por S/ 33.9 millones también como deuda de largo plazo, luego de que en diciembre del 2022 se extendiera el plazo de la misma por 3 años adicionales (S/ 47.9 millones a diciembre 2022, producto de los intereses acumulados).

En el caso del indicador de apalancamiento financiero (deuda financiera *senior*/EBITDA), no se consideró la deuda de largo plazo entre empresas relacionadas, debido a que esta deuda se encuentra contractualmente subordinada. Este indicador se situó en 3.93x para el 2022, inferior al ratio del 2021 (4.69x), por la mejora en el EBITDA. La Clasificadora espera que el ratio de deuda financiera *senior* / EBITDA del 2022, se mantenga por debajo de 5.5x en los próximos tres años. Actualmente, la empresa no cuenta con compromisos asumidos con terceros (fianzas, avales, entre otros).

Si se incluye la deuda de largo plazo con empresas relacionadas, el indicador de apalancamiento financiero (deuda financiera/EBITDA), asciende a 9.52x para el 2022 (11.10x para el 2021).

De acuerdo al contrato del programa de bonos corporativos, la Empresa cuenta con *covenants* de incumplimiento, los cuales deben cumplirse únicamente en el caso de querer llevar a cabo ciertas operaciones (pago de dividendos, pago de intereses intercompañía, captación de nueva deuda, entre otros).

Al cierre del 2022, la Empresa ha incumplido con el *covenant* de cobertura de servicio de deuda, debido al *capex* asociado a la subestación Portillo por S/ 31.9 millones con el cual el flujo de caja libre para servicio de deuda se redujo a -S/ 2.8 millones. Cabe destacar que esta reducción no se debe a una menor capacidad de pago de sus obligaciones, y que la Empresa acumuló caja en los últimos años para realizar esta inversión. Además, estos *covenants* no son de mantenimiento, debido a lo cual no implica un incumplimiento del contrato de deuda y no tiene un efecto en el cronograma de pagos del bono.

**Resguardos financieros**

| Indicador                                | Límite | Dic-22 | Dic-21 | Dic-20 | Dic-19 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|
| Ratio de Endeudamiento*                  | <=5.5x | 3.90   | 4.68   | 4.35   | 3.98   |
| Ratio de cobertura de Servicio de Deuda* | >1.4x  | -0.34  | 0.77   | 2.34   | 2.71   |

Fuente: Conelsur

\* El cálculo de los resguardos financieros se da en base al EBITDA calculado por la empresa de acuerdo al contrato de deuda.

Respecto al patrimonio, este ascendió a S/ 92.5 millones, por encima del saldo del 2021, debido a la reducción de las pérdidas acumuladas. Dentro del patrimonio se incluye la capitalización de dos préstamos con las dos entidades accionistas por US\$8.0 millones.

**Primer Programa de Bonos Corporativos de Conelsur**

En Junta General de Accionistas celebrada el 16 de mayo del 2017, se aprobó la inscripción del Primer Programa de Bonos Corporativos de Conelsur hasta por un monto total en circulación de US\$100.0 millones, o su equivalente en moneda nacional.

El programa cuenta con una vigencia de seis años, y podrá ser prorrogado por un plazo mayor en la medida que las Normas Aplicables lo permitan. Asimismo, se contempla la posibilidad de realizar múltiples emisiones, con una o más series, cuyo número y plazo serán definidos posteriormente, con la condición que no sean menores a un año.

Los bonos serán destinados a Inversionistas Institucionales. Además, contarán con una garantía genérica sobre patrimonio y sus fondos serán utilizados para el refinanciamiento de obligaciones financieras del Emisor y otros fines corporativos.

A la fecha, se mantiene una emisión por un saldo de S/ 113.5 millones con vencimiento en junio del 2047.

**Resumen Financiero - Conelsur**

(Cifras en miles de S/)

|  | 3.81    | 3.99    | 3.60    | 3.31    | 3.37    | 3.24    |
|--|---------|---------|---------|---------|---------|---------|
|  | Dic-22  | Dic-21  | Dic-20  | Dic-19  | Dic-18  | Dic-17  |
| Tipo de Cambio Soles / USD a final del período |         |         |         |         |         |         |
| <b>Rentabilidad</b>                            |         |         |         |         |         |         |
| EBITDA   | 28,882  | 24,185  | 23,886  | 23,691  | 23,605  | 21,075  |
| Mg. EBITDA                                     | 54.9%   | 47.7%   | 50.7%   | 63.5%   | 62.0%   | 57.3%   |
| ROE  | 1.1%    | -4.1%   | -6.4%   | 9.0%    | -1.9%   | -0.9%   |
| <b>Cobertura</b>                               |         |         |         |         |         |         |
| EBITDA / Gastos Financieros                    | 1.76    | 1.43    | 1.44    | 1.73    | 1.64    | 1.65    |
| (EBITDA + Caja) / Gastos Financieros           | 2.94    | 3.41    | 3.58    | 3.68    | 3.08    | 2.89    |
| EBITDA / Servicio de Deuda senior              | 3.52    | 2.95    | 2.91    | 2.89    | 2.88    | 4.50    |
| (EBITDA + Caja) / Servicio de Deuda senior     | 5.89    | 7.06    | 7.22    | 6.15    | 5.41    | 7.90    |
| <b>Estructura de capital y endeudamiento</b>   |         |         |         |         |         |         |
| Deuda financiera total / EBITDA                | 9.52    | 11.10   | 11.05   | 9.28    | 9.15    | 9.91    |
| Deuda financiera <i>senior</i> / EBITDA        | 3.93    | 4.69    | 4.75    | 5.80    | 5.58    | 6.06    |
| Deuda financiera total neta / EBITDA           | 8.85    | 9.71    | 9.57    | 8.15    | 8.28    | 9.15    |
| Deuda financiera <i>senior</i> neta / EBITDA   | 3.26    | 3.30    | 3.27    | 4.67    | 4.70    | 5.30    |
| Costo de financiamiento estimado               | 6.0%    | 6.4%    | 6.8%    | 6.3%    | 6.8%    | 5.6%    |
| Deuda financiera CP / Deuda financiera total   | 5.3%    | 4.6%    | 3.0%    | 11.0%   | 8.7%    | 7.1%    |
| <b>Balance</b>                                 |         |         |         |         |         |         |
| Activos totales                                | 374,067 | 368,870 | 364,847 | 297,163 | 290,790 | 282,472 |
| Caja e inversiones corrientes                  | 19,402  | 33,702  | 35,337  | 26,760  | 20,760  | 15,943  |
| Deuda <i>Senior</i>                            | 113,467 | 113,458 | 113,450 | 114,066 | 113,435 | 113,428 |
| Deuda <i>Senior</i> (con corto plazo)          | 113,467 | 113,458 | 113,450 | 137,489 | 131,620 | 127,682 |
| Deuda financiera Corto Plazo                   | 14,609  | 12,439  | 7,786   | 24,149  | 18,770  | 14,839  |
| Deuda financiera Largo Plazo                   | 260,276 | 256,105 | 256,097 | 195,782 | 197,325 | 193,943 |
| Deuda financiera total                         | 274,885 | 268,544 | 263,883 | 219,931 | 216,095 | 208,782 |
| Patrimonio Total                               | 92,450  | 91,453  | 95,285  | 72,346  | 66,118  | 69,016  |
| <b>Flujo de caja</b>                           |         |         |         |         |         |         |
| Flujo de caja operativo (CFO)                  | 17,523  | 17,331  | 16,256  | 14,912  | 19,573  | 16,019  |
| Inversiones en Activos Fijos                   | -31,915 | -18,906 | -66,580 | -8,651  | -10,507 | -7,078  |
| Dividendos                                     | 0       | 0       | 0       | 0       | -1,635  | 0       |
| Flujo de caja libre (FCF)                      | -14,392 | -1,575  | -50,324 | 6,261   | 7,431   | 8,941   |
| Variación neta de deuda                        | 0       | 0       | 59,067  | -148    | -2,614  | -36,507 |
| Variación neta de capital                      | 0       | 0       | 0       | 0       | 0       | 42,419  |
| Variación de caja                              | -14,392 | -1,575  | 8,743   | 6,113   | 4,817   | 14,853  |
| <b>Resultados</b>                              |         |         |         |         |         |         |
| Ingresos                                       | 52,597  | 50,742  | 47,114  | 37,337  | 38,083  | 36,775  |
| Variación de Ventas                            | 3.7%    | 7.7%    | 26.2%   | -2.0%   | 3.6%    |         |
| Utilidad operativa (EBIT)                      | 17,088  | 11,588  | 10,960  | 15,358  | 15,766  | 13,342  |
| Gastos financieros                             | -16,422 | -16,956 | -16,544 | -13,713 | -14,381 | -12,788 |
| Gastos financieros senior                      | -8,202  | -8,202  | -8,204  | -8,197  | -8,200  | -4,686  |
| Resultado neto                                 | 997     | -3,832  | -5,389  | 6,228   | -1,263  | -412    |

EBITDA: Utilidad operativa + gastos de depreciación y amortización + ingresos por participación en subsidiarias.

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

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

Variación de capital de trabajo: Cambio en cuentas por pagar comerciales + cambio en existencias -cambio en cuentas por pagar comerciales

CFO: FFO + Variación de capital de trabajo

FCF= CFO + Inversión en activo fijo + pago de dividendos comunes

Cargos fijos= Gastos financieros + Dividendos preferentes + Arriendos

Servicio de deuda:Gastos financieros + deuda de corto plazo

\*El servicio de deuda no incluye el refinanciamiento de la deuda intercompany por US\$113.3 millones

### Antecedentes

|                  |   |
|------------------|---|
| Emisor:          | Conelsur LT S.A.C.  |
| Domicilio legal: | Av. Armendáriz 480, Of 201- Centro Empresarial Armendáriz, Miraflores |
| RUC:             | 20601047005   |
| Teléfono:        | (511) 712-6600  |

### Relación de ejecutivos\*

|                                  |                        |
|----------------------------------|------------------------|
| Cristian Andrés Arratia Gallardo | Gerente General        |
| Miguel Chancasana                | Gerente de Operaciones |

### Relación de accionistas finales (según derecho a voto)\*

|   |       |
|---|-------|
| China Southern Power Grid                   | 27.8% |
| CPP Investment Board                        | 27.7% |
| British Columbia Investment Management Corp | 26.0% |
| PSP Investments                             | 18.5% |

*(\*) Nota: Información a abril 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:

### Clasificación\*

Primera emisión del Primer Programa de Bonos Corporativos de Conelsur

Categoría AA+(pe)

*Perspectiva*

*Estable*

## Definiciones

**CATEGORIA AA(pe):** Corresponde a una muy 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.