

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 junio 2023), 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 año móvil a junio 2023, los ingresos se mantuvieron similares a los del 2022 en S/ 52.7 millones. Por su parte, los costos operativos y los gastos de administración se redujeron debido los menores costos por servicios prestados por terceros (relacionados con

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

Con información financiera no auditada a junio de 2023.

Clasificaciones otorgadas en Comités de fechas 24/10/2023 y 28/04/2023.

Perspectiva

Estable

Indicadores Financieros

Cifras en miles de nuevos soles

	LTM Jun-23	Dic-22	Dic-21
Ingresos	52,675	52,597	50,742
EBITDA	29,372	28,882	24,185
Flujo de Caja Operativo (CFO)	21,847	17,523	17,331
Deuda Total (Inc. Intercompany)	275,029	270,661	262,485
Caja y Valores	20,127	19,402	33,702
Deuda financiera senior / EBITDA	3.86	3.93	4.69
EBITDA/Gastos financieros	1.75	1.76	1.43

Fuente: Conelsur

Metodologías Aplicadas

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

Analistas

Pilar Olaechea
pilarolaechea@aai.com.pe

T. (511) 444 5588

el desfase del plan de mantenimiento en el primer trimestre), por lo que el EBITDA aumentó en 1.7% respecto al cierre del 2022; con un margen EBITDA de 55.8%. La Clasificadora proyecta que, para el cierre del 2023, el margen EBITDA se mantenga en alrededor de 55%. 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 primer semestre del 2023, se compuso de bonos corporativos (41.2%), el préstamo inicial con empresas relacionadas, considerado como *pseudo-equity* (39.7%) y el préstamo adicional con relacionadas por la compra de los activos de CONENHUA, entre otros (19.0%) y ascendió a S/ 275.0 millones, creciendo respecto al cierre del 2022 en 1.6%.

De esta manera, para los últimos 12 meses a junio 2023, el apalancamiento financiero total (incluyendo deuda con empresas relacionadas) fue de 9.36x, ligeramente inferior al mantenido al cierre del 2022 (9.37x), producto incremento del EBITDA y el incremento de la deuda. 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, para el mismo periodo, la Empresa mantuvo un apalancamiento financiero *senior* (deuda financiera *senior*/EBITDA) de 3.86x, inferior al del cierre del 2022 (3.93x), debido a que la deuda con relacionadas 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 junio 2023, la Empresa mantenía caja por S/ 20.1 millones (S/ 19.4 millones a diciembre 2022). Así, al considerar la deuda financiera *senior* neta, el apalancamiento se redujo a 3.18x para los últimos 12 meses a junio 2023 (3.26x a diciembre 2022).

Los gastos financieros se mantuvieron superiores a los del 2022 en S/ 16.7 millones. De esta manera, la cobertura (EBITDA/gastos financieros) se registró en 1.75x, superior al promedio de los años 2018-2022 de 1.60x.

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 de junio del 2023, la subestación y sus derivaciones se encontraban 100% terminadas y se encuentran en proceso de certificación por OSINERGMIN. Así, con el fin de financiar este proyecto, la Empresa no realizó distribuciones de dividendos durante el 2021, 2022, y 2023.

¿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, este se encuentra 100% construido y en proceso de certificación por parte de OSINERGMIN.

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 primer semestre del 2023, se incorporaron 6 nuevas subestaciones, alcanzando un total de 12 subestaciones tele controladas. El proyecto continuará durante el segundo semestre del 2023 y 2024 hasta concretar el ingreso de 18 subestaciones de Conelsur L.T.

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, ratificadas en diciembre 2022 y noviembre 2022, respectivamente), 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 55% de sus ingresos), en el Sistema Zonal (13%) y el no regulado (29%). 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 Huampaní).

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	Generación	Generación	Generación
		Efectiva (MW)	Ene-Jun23- (GW.h)	Dic22 - (GW.h)	2021 - (GW.h)
Celepsa	C.H. El Platanal	227	703	1,041	1,134
Chinango	C.H Chimay	152	471	714	819
	C.H.Yanango	43	134	206	214
Enel	C.H Callahuanca	84	268	582	603
	C.H Huampani	31	102	231	210
	C.H. Huinco	278	564	1,128	1,268
	C.H Matucana	137	479	829	852
	C.H. Moyopampa	69	251	502	517
	C.T. Santa Rosa	380	635	584	477
	C.T Ventanilla	472	1,373	3,236	2,980
Electroperu	C.H Mantaro	679	2,333	5,127	5,318
	C.H Restitucion	219	746	1,629	1,732
Empresa de Generación Huallaga	C.H. Chaglla	477	1,305	1,696	2,051
Engie	C.H. Yuncan	137	448	789	821
	C.T. Chilca 1	803	2,711	4,857	4,655
Kallpa Generación	C.T. Kallpa	896	2,990	5,701	5,628
	C.H Cerro del Aguila	575	1,582	2,805	3,085
Statkraft	C.H. Yaupi	114	416	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%. El periodo enero-julio del 2023, se caracterizó por lluvias y conflictos sociales que impactaron negativamente la actividad económica, lo que se tradujo en una reducción interanual del PBI de 0.6%.

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.

Actualmente, el subsector de transmisión muestra problemas respecto a la confiabilidad y la capacidad de transmisión de las redes, como resultado de que no se han realizado las inversiones necesarias para acompañar el crecimiento tanto de la demanda (usuarios finales) como de la oferta (mayor número de centrales de generación de energía).

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.

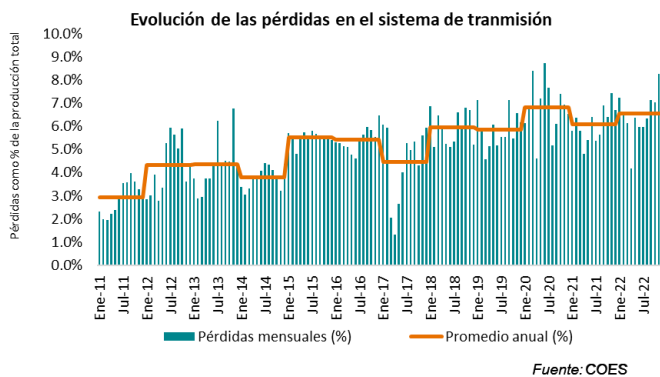
Además, en julio 2008, el Ministerio de Energía y Minas definió los lineamientos para el desarrollo eficiente de la transmisión eléctrica. Dichos lineamientos establecen que el desarrollo y planificación de la transmisión debe hacerse tomando en cuenta que el país requiere de una matriz energética diversificada, 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 concentraron 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 instaló un transformador provisional en mayo del 2022 a cargo de la empresa Egesur.

La SE Chincha Nueva se encuentra en etapa de puesta en servicio por pruebas desde agosto del 2023, por lo que el nivel de carga de los transformadores de la SE Independencia

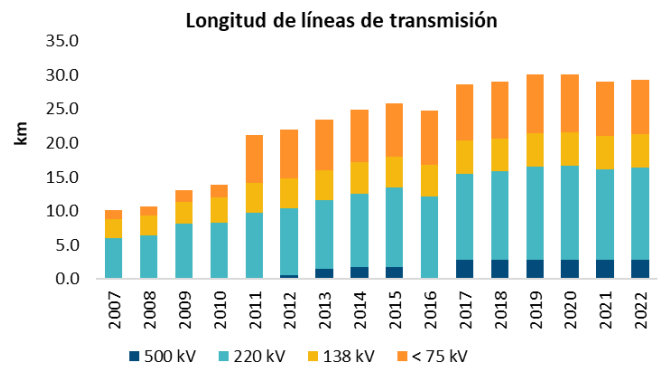
se redujo de manera considerable. Adicionalmente, se desconectó el transformador provisional colocado por Egesur en setiembre del 2023.

Por su parte, según el COES, se registraron 253 y 382 fallas en el año móvil a junio del 2023 y el 2022, respectivamente, que ocasionaron interrupción y disminución del suministro eléctrico (2,411.8 MWh y 4,282.7 MWh para el año móvil a junio del 2023 y el 2022, respectivamente). Cabe destacar que, del total de energía interrumpida, el 60.8% y 83.7% provenía de fallas relacionadas a líneas de transmisión, en el año móvil a junio del 2023 y en el 2022, respectivamente.

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).



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, en el 2022 se trabajó el Plan de Transmisión 2023 – 2032, el cual fue aprobado por el MINEM en diciembre del 2022 y se encuentra vigente hasta el 31 de diciembre del

2024. Dicho plan 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.

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 – Carabayllo (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.

Actualmente, el COES se encuentra trabajando en el Plan de Transmisión 2025 – 2034, del cual se ha realizado el informe de diagnóstico y la propuesta de solución a los problemas por parte de los agentes interesados, a la fecha. Este documento se continuará trabajando hasta el 31 de diciembre del 2024, fecha en la que deberá ser aprobado por el MINEM.

Las proyecciones de demanda del SEIN, se basan en las proyecciones de crecimiento del PBI realizadas por Apoyo Consultoría para el periodo 2022 - 2034, y contemplan cinco escenarios. La demanda se ha proyectado utilizando un modelo econométrico y se ha complementado con la información recabada de parte de los agentes. Por el lado de la oferta, se incluyen los proyectos en ejecución y los comprometidos, los que se encuentran en estudio y los declarados por las empresas que serán desarrollados en el horizonte del informe.

Los cinco escenarios de demanda mencionados anteriormente, van de Muy Optimista a Muy Pesimista. Las proyecciones de demanda total en potencia (MW) en los escenarios extremos de Muy Pesimista y Muy Optimista consideran un crecimiento promedio en el periodo 2022-2034 de 1.8% y 4.6%, respectivamente, mientras que para la demanda de energía, estos valores son de 1.8% y 4.9%, 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.

Así, en el periodo de evaluación de corto plazo (2025-2028), no se presentarían racionamientos ni congestiones importantes en el SEIN si se consideran los ingresos de los proyectos del Plan Vinculante.

Por su parte, para el análisis de largo plazo, para el 2030 se muestra congestión en algunos escenarios de demanda y generación, específicamente en las zonas Noroeste, Centro Sierra, Sur-medio y Sur-Este; mientras que para el 2034, se muestra congestión en todos los escenarios de demanda y generación.

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 primer semestre del 2023, la disponibilidad de la red fue de 99.36%, superior a la registrada en 2022 (99.05%).

A&A continuará monitoreando el desarrollo de este plan y su impacto en el sector de transmisión y las empresas participantes.

Cambios Regulatorios

En febrero del 2023 se publicó el proyecto de Decreto Supremo que establece ciertas disposiciones complementarias para el Plan Ambiental Detallado regulado en el Reglamento Protección Ambiental en las Actividades Eléctricas (aprobado mediante Decreto Supremo N°014-2019-EM).

Inversiones y proyectos en el sector

A partir de los cambios realizados al reglamento de las obras bajo modalidad APP, el Estado se encuentra lanzando convocatorias de adjudicación de proyectos principalmente bajo esta modalidad. 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 (puesta de operación comercial en febrero 2026) e ITC Enlace 220kv Cádiz – Jaén Norte, ampliaciones y subestaciones asociadas (puesta en operación

comercial en abril 2025), con el fin de atender la demanda de Ica, Amazonas y Cajamarca. Ambos proyectos registran una inversión de US\$73.1 MM. El adjudicatario de dichos proyectos fue la empresa Acciona Concesiones S.L.

En julio del 2023, se adjudicó el proyecto de Interconexión Perú – Ecuador (LT 500 kV Piura Nueva – Frontera) a Celeo Redes por US\$107.7 MM. El plazo de operación será de 30 años y el plazo de construcción será de 46 meses. Tal proyecto incrementará la capacidad de transmisión para los dos países y brindará mayor seguridad en el sistema ya que aprovechará la complementariedad hidrológica de ambos países.

En agosto del 2023, ProInversión adjudicó un conjunto de proyectos a las empresas ISA y Alupar Inversiones. ISA se adjudicó los siguientes proyectos, por US\$86.0 MM: Enlace 500 kV San José, Yarabamba (43 meses de construcción); ITC Enlace 220 kV Piura Nueva – Colán (43 meses de construcción); y, ITC Enlace 220 kV Belaunde Terry – Tarapoto Norte -2 circuitos (48 meses de construcción), en todos los casos se incluyen ampliaciones y subestaciones asociadas y cuentan con un plazo de operación de 30 años. Por su parte, Alupar se adjudicó los siguientes proyectos por US\$32.2 MM: ITC Subestación Lambayeque Norte 220 kV con seccionamiento de la LT 220 kV Chiclayo Oeste – La Nila/Felam, ampliaciones y subestaciones asociadas; y, Subestación Piura Este 220 kV y Conexión Líneas Existentes de 60 kV, los cuales presentan un plazo de construcción de 32 meses de construcción y 30 años de operación.

Adicionalmente, ProInversión espera adjudicar en el 2023 los siguientes proyectos durante el 2023: Enlace 500 kV Huánuco – Tocache – Celendín – Trujillo, ampliaciones y subestaciones asociadas (US\$561.1 MM); y Enlace 500 kV Celendín – Piura (US\$272.0 MM), ampliaciones y subestaciones. Para el 2024, la agencia espera adjudicar 18 proyectos en cuatro procesos por un total de US\$900 MM, aproximadamente, los cuales se encuentran en el marco del Plan de Transmisión 2023 – 2032.

Finalmente, en febrero del 2023, el MINEM encargó a ProInversión la licitación de diversos proyectos vinculantes al Plan de Transmisión 2023 – 2032, bajo la modalidad de Concurso de Proyectos Integrales. Dichos proyectos representan una inversión total de US\$374 MM, aproximadamente.

Por otro lado, entre diciembre 2022 y mayo 2023, han concluido 10 proyectos de electrificación, por una inversión de más de S/ 90 MM.

El 26 de julio del 2023 entró en operación comercial el proyecto de 500 kV Mantaro – Nueva Yanango – Carapongo (COYA), realizado por CTM. Este proyecto es el de mayor

envergadura del país ya que forma parte de la visión de largo plazo para la red troncal de 500 kV del SEIN: recorre 9 provincias y cuenta con 785 torres, muchas de ellas en altura (más de 4,914 msnm). La inversión realizada ha sido de más de US\$290 MM. En cuanto al proyecto Enlace de 500 kV Nueva Yananago – Nueva Huánuco y subestaciones asociadas (YANA), se han detectado riesgos geológicos en una subestación, los que impactarán el inicio de operaciones originalmente previsto para el 31 de diciembre del 2023.

Otro proyecto en desarrollo es la conversión de 220kV a 500kV de la LT Chilca – La Planicie – Carabayllo y la ampliación de la SE La Planicie.

Desempeño Financiero

El EBITDA se incrementó ligeramente al no ser el 2023, un periodo de actualización tarifaria.

Durante el año móvil terminado a junio 2023, los ingresos de Conelsur se han mantenido similares a los registrados en el 2022, ascendiendo así, a S/ 52.7 millones (S/ 52.6 millones en el 2022), como consecuencia de que el ajuste tarifario se dio en el 2021 y la tarifa se mantendrá hasta abril del 2025.

Por su parte, para el mismo periodo, los costos operativos se mantuvieron ligeramente por debajo de los registrados en el 2022, producto de los menores servicios prestados por terceros relacionados al desfase del plan de mantenimiento ocurrido en el primer trimestre. Lo anterior, tuvo un impacto también en los gastos administrativos, los que se redujeron ligeramente. Así, en línea con lo anterior, el EBITDA ascendió a S/ 29.4 millones, mayor en 1.7% al registrado en el 2022 y el margen EBITDA se ubicó en 55.8% para los últimos 12 meses a junio 2023 (54.9%, 47.7%, y 50.7% en el 2022, 2021, y 2020, respectivamente).

La Clasificadora espera que, para el cierre del 2023, el margen EBITDA se mantenga en alrededor de 55%. 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 1.75x, superior al promedio de los años 2018-2022 de 1.60x.

Finalmente, la utilidad neta generada durante el año móvil a junio del 2023, fue de S/ 1.7 millones, lo que muestra una mejora respecto a la utilidad generada en el 2022 (S/ 997 miles), así como a las pérdidas registradas en años anteriores debido a la mejora en el resultado operativo por las razones explicadas anteriormente.

Por otro lado, durante los últimos 12 meses terminados a junio 2023, Conelsur generó un flujo de caja operativo de S/ 21.8 millones, el cual, sumado al saldo disponible de caja,

permitió realizar inversiones en activo fijo (SE Portillo) por S/ 23.1 millones, inferior al monto de S/ 31.9 millones del 2022, lo que generó una reducción de caja de S/ 1.2 millones (reducción de caja de S/ 14.4 millones en el 2022).

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 año móvil a junio 2023, 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

Al haber culminado la SE Portillo, Conelsur muestra una mejora en su flexibilidad financiera.

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 prepagar 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 Junio 2023

Tipo	Moneda	Jun-23	Dic-22	Dic-21	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/ 161.6 MM	S/ 157.2 MM	S/ 149 MM	Abr-30 y Dic-25	3-10 años	5.09%- 8.31%	Bullet
Bonos Corporativos	S/	S/ 113.4 MM	S/ 113.5 MM	S/ 113.5 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 dólares a soles

Al cierre de junio del 2023, los pasivos sumaron S/ 287.0 millones, de los cuales S/ 161.6 millones provenían

de préstamos con empresas relacionadas a largo plazo (S/ 281.6 millones y S/ 157.2 millones en el 2022, respectivamente). El incremento de estos préstamos respecto al 2022 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 con relacionadas 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/ 39.8 millones a junio 2023, 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 3.86x para el año móvil a junio 2023, inferior al ratio del 2022 (3.93x), por la mejora en el EBITDA. La Clasificadora espera que el ratio de deuda financiera *senior* / EBITDA al cierre del 2023, 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 9.36x para el año móvil a junio 2023 (9.37x para el 2022), producto del efecto combinado del mayor EBITDA y la mayor deuda financiera.

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 primer semestre del 2023, la Empresa ha incumplido con el *covenant* de cobertura de servicio de deuda, debido al *capex* asociado a la subestación Portillo por S/ 23.1 millones con el cual el flujo de caja libre para servicio de deuda se redujo a S/ 8.3 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	Jun-23	Dic-22	Dic-21	Dic-20
Ratio de Endeudamiento*	<=5.5x	3.84	3.90	4.68	4.35
Ratio de cobertura de Servicio de Deuda*	> 1.4x	1.00	-0.34	0.77	2.34

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/ 94.5 millones, por encima del saldo del 2022 (S/ 92.5 millones), debido a la reducción de las pérdidas acumuladas por la generación de utilidades desde el 2022. 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/ 113.4 millones con vencimiento en junio del 2047.

**Resumen Financiero - Conelsur**

(Cifras en miles de S/)

	3.63	3.81	3.99	3.60	3.31	3.37	3.24
	LTM Jun-23	Dic-22	Dic-21	Dic-20	Dic-19	Dic-18	Dic-17
Tipo de Cambio Soles / USD a final del período							
Rentabilidad							
EBITDA	29,372	28,882	24,185	23,886	23,691	23,605	21,075
Mg. EBITDA	55.8%	54.9%	47.7%	50.7%	63.5%	62.0%	57.3%
ROE	1.8%	1.1%	-4.1%	-6.4%	9.0%	-1.9%	-0.9%
Cobertura							
EBITDA / Gastos Financieros	1.75	1.76	1.43	1.44	1.73	1.64	1.65
(EBITDA + Caja) / Gastos Financieros	2.96	2.94	3.41	3.58	3.68	3.08	2.89
EBITDA / Servicio de Deuda senior	3.58	3.52	2.95	2.91	2.89	2.88	4.50
(EBITDA + Caja) / Servicio de Deuda senior	6.03	5.89	7.06	7.22	6.15	5.41	7.90
Estructura de capital y endeudamiento							
Deuda financiera total / EBITDA	9.36	9.37	10.85	10.75	9.24	9.13	9.90
Deuda financiera senior / EBITDA	3.86	3.93	4.69	4.75	5.80	5.58	6.06
Deuda financiera total neta / EBITDA	8.68	8.70	9.46	9.27	8.11	8.25	9.14
Deuda financiera senior neta / EBITDA	3.18	3.26	3.30	3.27	4.67	4.70	5.30
Costo de financiamiento estimado	6.2%	6.2%	6.5%	7.0%	6.3%	6.8%	5.6%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	5.4%	3.8%	2.4%	0.2%	10.6%	8.4%	7.0%
Balance							
Activos totales	381,450	374,067	368,870	364,847	297,163	290,790	282,472
Caja e inversiones corrientes	20,127	19,402	33,702	35,337	26,760	20,760	15,943
Deuda Senior	113,447	113,467	113,458	113,450	114,066	113,435	113,428
Deuda Senior (con corto plazo)	113,447	113,467	113,458	113,450	137,489	131,620	127,682
Deuda financiera Corto Plazo	14,748	10,385	6,380	585	23,100	18,084	14,640
Deuda financiera Largo Plazo	260,281	260,276	256,105	256,097	195,782	197,325	193,943
Deuda financiera total	275,029	270,661	262,485	256,682	218,882	215,409	208,583
Patrimonio Total	94,491	92,450	91,453	95,285	72,346	66,118	69,016
Flujo de caja							
Flujo de caja operativo (CFO)	21,847	17,523	17,331	16,256	14,912	19,573	16,019
Inversiones en Activos Fijos	-23,070	-31,915	-18,906	-66,580	-8,651	-10,507	-7,078
Dividendos	0	0	0	0	0	-1,635	0
Flujo de caja libre (FCF)	-1,223	-14,392	-1,575	-50,324	6,261	7,431	8,941
Variación neta de deuda	0	0	0	59,067	-148	-2,614	-36,507
Variación neta de capital	0	0	0	0	0	0	42,419
Variación de caja	-1,223	-14,392	-1,575	8,743	6,113	4,817	14,853
Resultados							
Ingresos	52,675	52,597	50,742	47,114	37,337	38,083	36,775
Variación de Ventas	0.1%	3.7%	7.7%	26.2%	-2.0%	3.6%	
Utilidad operativa (EBIT)	18,328	17,088	11,588	10,960	15,358	15,766	13,342
Gastos financieros	-16,746	-16,422	-16,956	-16,544	-13,713	-14,381	-12,788
Gastos financieros senior	-8,203	-8,202	-8,202	-8,204	-8,197	-8,200	-4,686
Resultado neto	1,711	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 octubre 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.