

Consortio Transmantaro S.A. (CTM)

Informe Anual

Clasificación

Tipo de instrumento	Clasificación actual	Clasificación anterior	Fecha de cambio
Instrumentos de Corto Plazo	CP-1+(pe)	CP-1+(pe)	NM

Con información financiera auditada a diciembre 2017. Clasificación otorgada en Comité de fecha 15/05/2018 y 31/10/2017.

NM – No modificado anteriormente

Indicadores Financieros

(Cifras en miles de US\$)	dic-17	dic-16	dic-15
Ingresos	143,524	137,174	120,837
EBITDA	127,850	122,165	98,925
Flujo de Caja Operativo (CFO)	137,577	106,328	74,519
Deuda Total	786,413	736,646	609,598
Caja y valores	22,845	3,100	3,345
Deuda Financiera / EBITDA	6.15	6.03	6.16
Deuda Financiera Neta / EBITDA	5.97	6.00	6.13
EBITDA / Gastos Financieros	4.35	4.53	3.64

Fuente: CTM

Metodologías Aplicadas:

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas No Financieras (enero 2017).

Analistas

Sandra Guedes P.
(511) 444 5588
Sandra.guedes@aai.com.pe

Julio Loc L.
(511) 444 5588
julio.loc@aai.com.pe

Fundamentos

La clasificación asignada se fundamenta en la estabilidad de los ingresos de la Empresa y su adecuado nivel de capitalización. La mayor parte de los ingresos de CTM se derivan de sus contratos de concesión con el Estado peruano, de manera que son altamente predecibles y no están expuestos a riesgos de precios ni demanda.

Si bien la Empresa cuenta con niveles de apalancamiento elevados, Apoyo & Asociados proyecta éstos bajarán conforme entren en operación comercial los proyectos previstos. Por lo anterior, tomando en cuenta la magnitud de los proyectos que entrarán en operación comercial durante el periodo 2020-2021, se esperaría que los ratios de apalancamiento (Deuda financiera/EBITDA) mantengan una tendencia decreciente en el mediano plazo, y que aumenten en la medida que dichos proyectos entren en construcción.

Un factor importante considerado por Apoyo & Asociados es el compromiso de los accionistas de mantener las clasificaciones de riesgo de CTM en los niveles más altos posibles, por lo que se prevé aportes de capital a CTM, de acuerdo a las necesidades de caja de la compañía.

Apoyo & Asociados ha tomado en consideración que la deuda de corto plazo de CTM se utilizaría para cubrir necesidades puntuales de liquidez de la Empresa. Asimismo, es importante mencionar que la Empresa mantiene un nivel de líneas bancarias aprobadas sin utilizar suficiente para afrontar sus requerimientos de liquidez holgadamente.

Por otro lado, la capacidad de generación de flujos de CTM se ha duplicado en los últimos cinco años, de tal forma que a diciembre 2017, CTM es el operador más grande del sistema de transmisión del país.

Adicionalmente, en el 2016, se modificó el contrato de operación y mantenimiento que CTM mantiene con REP, disminuyendo considerablemente los costos de operación y mantenimiento. En línea con esto, y con los proyectos concesionados en noviembre del 2017, se proyecta que, en el mediano plazo, la capacidad de generación de flujos continúe incrementándose, como consecuencia del inicio de operaciones de nuevas concesiones.

Es importante mencionar que FitchRatings ratificó la clasificación internacional de BBB- al programa de Bonos internacionales por US\$450 millones de CTM. Adicionalmente, la Clasificadora también reconoce el *expertise* y *know how* de los accionistas, grupos colombianos de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica que a su vez son propietarios de REP, principal operador de líneas de transmisión en el país.

¿Qué podría gatillar la clasificación?

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

■ Acontecimientos recientes

Con fecha 26 de marzo del 2018, el Consorcio Transmantaro ganó el derecho del diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento del proyecto de transmisión de energía para la Refinería de Talara. Se calcula que el costo de inversión es aproximadamente US\$31.5 millones, y que el monto de retribución anual será de US\$3.5 millones con un plazo de 30 años.

■ Perfil

Consorcio Transmantaro S.A (CTM) se constituyó en enero de 1998, luego de ganar la buena pro para la construcción y operación del Sistema de Transmisión Eléctrica Mantaro-Socabaya. La línea inició su operación comercial el 8 de octubre del 2000, y permitió la creación del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) al interconectar lo que solían ser los sistemas Norte y Sur.

A la fecha de elaboración del informe, la compañía cuenta con 15 concesiones más y un total de 4,144 km de circuitos en 500, 220 y 138kV, que atraviesan diversos departamentos del Perú. Es importante mencionar que gran parte de su recorrido se encuentra a alturas mayores de 3,800 m.s.n.m.

Los accionistas de CTM son grupos de empresas colombianas de larga trayectoria en el negocio de transmisión eléctrica, Interconexión Eléctrica SA ESP (ISA) y Grupo Energía Bogotá (GEB), los cuales son también propietarios de Red de Energía del Perú S.A. (REP), principal operador de líneas de transmisión en el país.

A partir de la compra de CTM, en el 2006, las decisiones de los accionistas se toman con un enfoque corporativo. Así, en la actualidad, REP está a cargo de la gestión integral de la administración, operación y mantenimiento de los activos de CTM.

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

Grupo ISA es uno de los mayores transportadores de electricidad en América Latina, cuenta con una importante presencia en Colombia, Brasil, Chile, Perú y Bolivia, entre otros; además de ser un jugador de creciente importancia en Centroamérica.

ISA Matriz cuenta con una clasificación local de AAA(col) por FitchRatings y clasificaciones

internacionales por FitchRatings de BBB+, Standard & Poor's de BBB- y de Moody's por Baa2.

Grupo Energía Bogotá S.A. - GEB (clasificación local de AAA(col) y clasificación internacional de BBB por FitchRatings, BBB- por Standard & Poor's y Baa2 por Moody's), tiene participación en importantes empresas colombianas involucradas en el sector eléctrico e hidrocarburos.

Actualmente, GEB tiene presencia internacional en Perú, Brasil y Guatemala, así como una fuerte perspectiva de crecimiento en otros países de la región.

En el Perú, GEB y su filial, Transportadora de Gas del Interior, se adjudicaron, en abril 2008, la concesión para transportar y distribuir gas natural en el departamento de Ica – Perú.

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

■ Estrategia

CTM ha contratado a REP como centro gestor para la administración, operación y mantenimiento del sistema de transmisión. Esta decisión estratégica ha permitido a CTM optimizar sus gastos operacionales producto de las sinergias técnicas y administrativas con su vinculada. En el 2016, se modificó el contrato de operación y mantenimiento con REP, disminuyendo los costos para CTM.

Asimismo, ha homologado sus prácticas de gobierno corporativo, gestión y control con las demás empresas del Grupo ISA y de manera especial con REP.

Así, la estrategia de CTM se encuentra alineada con los objetivos corporativos de ISA y es implementada por su vinculada REP. Dicha estrategia se centra en la generación de valor con énfasis en la eficiencia operativa y la optimización del portafolio de negocios.

Lo anterior, contribuirá a alcanzar el principal objetivo trazado por ISA: triplicar sus utilidades al 2020 a través de la inversión en proyectos rentables dentro de sus unidades de negocio actuales.

El último factor se relaciona con lograr una adecuada estructura financiera que le permita mantener la más alta calificación de riesgo local.

■ Sector de transmisión

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.

El SEIN está dividido en cuatro sistemas de transmisión: 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 un nuevo Decreto Ley (Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica). Con esta última se crearon los últimos dos sistemas (SGT y SCT).

Estos sistemas pueden calificarse como líneas principales, que son de uso común (a cargo de empresas concesionarias) y secundarias, que son de uso particular o individual (operadas de forma privada o por empresas concesionarias). El Sistema Principal corresponde a las líneas principales, mientras que el Sistema Secundario, el Garantizado y el Complementario son parte de las líneas secundarias.

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 Sistema Principal de Transmisión. Estas se calculan en función del costo total de transmisión, el cual se compone a su vez de: i) la anualidad del costo de inversión (Valor Nuevo de Reemplazo) de cada sistema; y, ii) sus costos de operación y mantenimiento.

Estos dos rubros se revisan y actualizan cada año por inflación y tipo de cambio y en el caso del Sistema Principal de Transmisión, el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) se actualiza cada cuatro años y los Costos de operación y mantenimiento cada seis años.

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 Nacional 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, el sistema de transmisión de energía eléctrica nacional presentó problemas de congestión y sobrecarga. Esto se debió a que el desarrollo del parque de generación eléctrica se concentra en la zona centro del país, debido a la disponibilidad del gas natural, mientras que la demanda (cuyo nivel máximo a diciembre 2017 creció en 1.6% respecto al 2016) se encuentra dispersa en todo el país.

Lo anterior generó que las líneas de transmisión que se dirigen al norte y al sur del país se sobrecarguen (y en algunos casos se congestionen) y que, por lo tanto, se presenten restricciones para la operación del SEIN.

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.

El sistema eléctrico requiere de una red de transmisión más extensa y confiable. Por lo anterior, en abril del 2011, se aprobó el Primer Plan de Transmisión, con el objeto de desarrollar el Sistema Garantizado de Transmisión, tal como lo establece la Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (2006).

Cabe mencionar que, en marzo del 2018, el COES emitió la propuesta de actualización del Plan de Transmisión (2019-2028). Este plan identifica los proyectos vinculantes (proyectos nuevos y refuerzos), cuyas actividades para su ejecución deben iniciarse durante el periodo de vigencia del Plan de Transmisión, el cual se define entre el 1ero. de enero del 2019 y el 31 de diciembre del 2020.

El COES-SINAC ha indicado que los proyectos considerados en el Plan Transitorio de Transmisión elaborado por el MINEM, permiten una operación del sistema de potencia que cumple con los criterios de desempeño establecidos por la normativa hasta el 2013.

Por lo anterior, el COES-SINAC ha recomendado la implementación de proyectos nuevos que aseguran la confiabilidad del SEIN y desarrollarán más el Sistema Garantizado de Transmisión. Cabe mencionar que hace un especial énfasis en el Plan Vinculante para el 2024, el cual incluye proyectos en el norte (Enlace 220 kV Cajamarca – Cálclio-Moyobamba), centro (Enlace 220 kV Chilca REP – Independencia) y sur (Enlace 220 kV Montalvo – Moquegua).

Asimismo, el COES-SINAC ha recomendado algunos proyectos de refuerzo para el periodo 2019-2028 como parte del Plan Robusto de este nuevo Plan de Transmisión. De esta forma, el Plan de Transmisión a largo plazo (2028) hace especial énfasis en la evolución del Sistema de Transmisión a 500 kV del SEIN a través del desarrollo de una estructura de transmisión troncal con dos ejes longitudinales (costa y selva alta) con el fin de brindar confiabilidad y capacidad para atender la demanda del sector, facilitar la conexión de la nueva oferta de generación y permitir interconexiones plenas a 500 kV hacia el eje Ecuador – Colombia, Brasil, Chile y Bolivia.

De acuerdo a dicha propuesta, se tiene en total una inversión estimada de US\$486 millones hasta el 2028, donde se enfatiza una mejora en la transmisión de la zona Norte del país, la cual reforzaría la interconexión con Ecuador, entre otros proyectos en el área Centro y Centro-Oriente del Perú.

No obstante, la gradual sobrecarga de la red eléctrica podría generar situaciones críticas en los próximos años, debido a los retrasos en la construcción de las líneas de transmisión, producto de conflictos sociales y medioambientales, así como por la falta de reglamentación de la Ley de Consulta Previa, implementada como parte de la política de inclusión social del Gobierno.

En los últimos años, la oposición social al desarrollo de proyectos mineros y energéticos ha sido creciente, lo que perjudica al abastecimiento de energía del país. Tal situación podría llevar a una sobrecarga de las líneas de transmisión, por lo que sería necesario generar energía a partir de centrales termoeléctricas más caras, lo que a su vez llevaría a un incremento en las tarifas eléctricas.

Es importante mencionar que, a pesar de contar con el Plan de Transmisión, las proyecciones hacia el 2022 de oferta, demanda y líneas de transmisión del COES, muestran que dicho desbalance se mantendrá en diversas zonas del país.

A marzo 2018, OSINERGMIN ha reportado 13 contratos vigentes de concesión y ampliaciones de líneas de transmisión eléctrica en construcción con una inversión aproximada de US\$1,057 millones hasta el 2021.

Dicha inversión se traducirá en nuevas líneas de transmisión de alto voltaje (500 y 220kV) y reforzamientos en el sistema por un total de 2,120 km de recorrido, lo que permitirá atender la mayor demanda eléctrica del país y brindar mayor confiabilidad al sistema.

Por otro lado, en los últimos años, se han producido diversos hitos en el sector de transmisión, como por ejemplo:

Proyecto	Puesta en Operación
L.T. Mantaro - Socabaya	2000
L.T. 220kV Chilca - La Planicie - Zapallal	2011
L.T. 220kV Independencia - Ica	2012
L.T. 500kV Zapallal - Trujillo	2013
L.T. 220kV Talara - Piura	2014
L.T. 220kV Tintaya - Socabaya	2014
L.T. 500kV Trujillo - Chiclayo	2015
L.T. 220kV Machupicchu - Abancay - Cotaruse	2015
Ampliación N°15	2016
Ampliación N°16	
L.T. 220 kV Machupicchu-Quencoro-Onocora-Tintaya	
Ampliación N°13	2017
Ampliación N°17	
L.T. La Planicie - Industriales	
L.T. Carhuaquero-Moyobamba	
L.T. Mantaro - Montalvo	

Fuente: Osinergmin

Actualmente, existe una serie de proyectos en cartera de las empresas y de ProInversión (ampliaciones del sistema, reforzos y nuevas concesiones), dentro de los cuales destacan: la L.T. 500kV. Mantaro – Carapongo y la L.T. 500kV. Nueva Yanango – Nueva Huánuco, concesionadas a CTM, con una inversión estimada de US\$371 millones, la cual entrará en operación comercial el último trimestre del 2021.

■ Operaciones

CTM opera de acuerdo con los lineamientos y cláusulas del contrato de concesión que mantiene con el Estado peruano. Este contrato y sus adendas regulan la remuneración de la Empresa (estable y predecible) a cambio de la operación de la concesión. Adicionalmente, CTM recibe ingresos por la operación y mantenimiento de líneas de terceros.

En sus inicios, los ingresos provenían directamente de la remuneración estipulada en el contrato de concesión de la Línea de Transmisión Mantaro – Socabaya y su ampliación. Actualmente, la mayor parte de los ingresos de CTM proviene de las concesiones de líneas de transmisión que mantiene a su cargo.

Estos ingresos provenientes de las concesiones, son recibidos de manera mensual y se calculan tomando en cuenta una rentabilidad anual de 12% en función del valor nuevo de reemplazo – VNR, más la retribución de los costos de operación y

mantenimiento de la Empresa por un periodo de 30 años desde el inicio de operación de cada concesión.

El detalle de las concesiones que CTM opera actualmente es el siguiente:

Proyecto	Puesta en Operación	VNR (US\$ MM)	O y M (US\$ MM)
L.T. Mantaro - Socabaya (BOOT)	2000	233.2	6.6
Ampliación L.T. Mantaro - Socabaya	2011	80.4	2.1
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal	2011	56.8	3.8
L.T. Ica - Independencia	2011	9.4	0.3
L.T. Zapallal - Trujillo	2012	176.1	5.3
L.T. Talara - Piura	2013	15.2	0.5
L.T. Pomacocha - Carhuamayo	2013	17.1	0.4
L.T. Trujillo - Chiclayo	2014	103.7	3.2
L.T. Machupicchu - Cotaruse	2015	78.7	2.1
L.T. La Planicie - Industriales	2017	35.4	1.1
L.T. Mantaro - Montalvo	2017	278.4	7.0
Concesión Orcotuna	2017	38.8	0.9

Fuente: CTM

A partir del 2010, la tasa de 12% puede variar hasta en dos puntos porcentuales en función de lo que estipule el ente regulador, lo cual podría afectar la remuneración de la L.T. Mantaro - Socabaya. Tanto el VNR como los costos de operación y mantenimiento se reajustan anualmente por la inflación americana (según el índice *Finished Goods Less Food and Energy*).

Como consecuencia de la resolución de una controversia con el Estado peruano, éste deberá restituir US\$7.15 millones a CTM, los cuales serán pagados a lo largo del periodo de la concesión como parte de la remuneración mensual con una tasa de interés de 12% al año. Dichos ingresos son reconocidos como ingresos financieros.

Cabe señalar que el 89.6% de los ingresos por servicio de transmisión de energía eléctrica provienen de los contratos de concesión con el Estado peruano que, como ya se comentó anteriormente, son altamente predecibles y no están expuestos a riesgos de precios ni de demanda.

Adicionalmente, dichos ingresos también están referidos a los contratos privados con empresas mineras y generadoras con bajo riesgo crediticio, lo que se traduce en una importante estabilidad en los flujos dinerarios que CTM recibe por los servicios que le brinda a estas empresas.

La Clasificadora considera que los contratos de concesión garantizan la estabilidad de los flujos de la Empresa. Adicionalmente, es importante destacar que los ingresos de la Empresa no se verán afectados por fallas que no sean atribuibles a su gestión.

Además, como consecuencia del problema de congestión en el sector, los ingresos por transmisión de energía irán aumentando en los próximos años, debido al desarrollo de diversos proyectos en curso y la obtención de nuevas concesiones por parte de CTM.

Respecto de la puesta en operación comercial de las concesiones de CTM durante los últimos años, se muestran a continuación algunos de los principales proyectos en el siguiente cuadro:

Proyecto	Puesta en Operación	Inversión Total (US\$ MM)
Ampliación L.T. Mantaro - Socabaya		
L.T. Chilca - La Planicie - Zapallal	2011	222.1
L.T. Ica - Independencia		
L.T. Zapallal - Trujillo	2012	212.2
L.T. Talara - Piura	2013	21.6
L.T. Pomacocha - Carhuamayo	2013	25.4
L.T. Trujillo - Chiclayo	2014	123
L.T. Machupicchu - Cotaruse	2015	109.0
L.T. La Planicie - Industriales	2017	34.8
L.T. Mantaro - Montalvo	2017	465.8

Fuente: CTM

Por otro lado, CTM mantiene una longitud total de líneas de 4,144 km con una disponibilidad de red de 99.9% durante el 2017.

Cabe destacar que desde que CTM fue comprada por ISA y GEB, en el 2006, obtiene sinergias al contratar a REP por los servicios de gerenciamiento, operación y mantenimiento, provisión de materiales y disponibilidad de activos.

Entre los últimos proyectos que CTM se encuentra desarrollando destacan: i), Proyecto L.T. Mantaro – Carapongo y L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco, que implica una inversión de US\$272.0 millones; ii) Proyecto L.T. Friaspata – Mollepata, que implica una inversión de US\$38 millones, iii) S.E. Carapongo, que implica una inversión de US\$62 millones; y, iv) Otros proyectos, los cuales tienen en consideración una inversión alrededor de US\$11 millones.

Se espera que la puesta en operación comercial de los proyectos mencionados sea durante el periodo 2018, con excepción del proyecto Mantaro-Nueva Huánuco, el cual se adjudicó en octubre del 2017 y tiene como plazo de construcción entre el 2018 y el 2021.

■ Desempeño Financiero

En el 2017, los ingresos totales de CTM (ingresos por servicio de transmisión de energía + otros ingresos operacionales + intereses de las cuentas por cobrar por contratos privados + intereses de las cuentas por cobrar por controversias) ascendieron a US\$143.5 millones, 4.6% por encima de los ingresos reportados durante el 2016.

Este crecimiento se debe al inicio de operaciones de proyectos como L.T. Mantaro-Montalvo, L.T. Planicie-Industriales, al proyecto S.E. Orcotuna, la Ampliación Adicional N°1, entre otros.

Adicionalmente, los ingresos y costos de construcción (no incluidos en los ingresos totales por que no generan margen operativo) se han reducido debido a la devolución de materiales de los proyectos que entraron en operación en el 2017, y por el ajuste tarifario realizado en mayo 2017.

Cabe señalar que los contratos privados con terceros son registrados como contratos de arrendamiento financiero, y se reconocen como cuentas por cobrar, las cuales generan intereses, por lo que se incluyen en el cálculo de los ingresos totales al ser recurrentes. De igual forma sucede con los ingresos de las cuentas por cobrar por controversias.

Cabe mencionar que, en el 2017, el 89.6% de los ingresos totales provienen de los contratos de concesión con el Estado, por lo que son altamente estables y predecibles, y no se encuentran expuestos a riesgos de precio ni demanda.

Asimismo, el restante (10.4%) se origina a partir de contratos privados (Sistema Complementario de Transmisión) celebrados con empresas con perfil crediticio de bajo riesgo para CTM. Estas empresas son: CELEPSA, Compañía Minera Miski Mayo, Duke Energy - Orazul, Kallpa Generación, Fenix Power, ATN2, Minera Suyamarca, Termochilca y Luz del Sur.

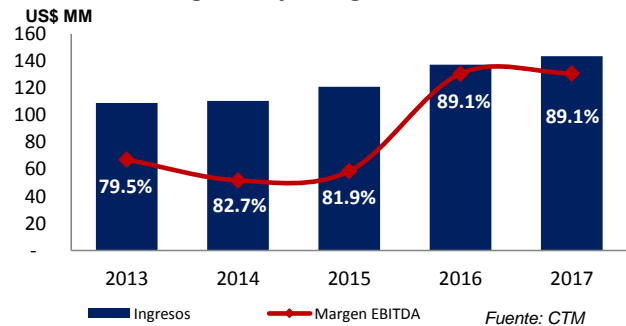
Por su parte, se observa que el EBITDA del 2017 ascendió a US\$127.9 millones, ubicándose por encima de lo registrado al cierre del 2016 (US\$122.2 millones), debido principalmente al incremento de ingresos por la facturación de periodo completo de las nuevas concesiones y la disminución en las tarifas de los contratos por operación y mantenimiento. De esta forma, el margen EBITDA de la empresa se elevó a 89.1%, por encima del 81.9% registrado en el 2016.

De lo anterior, cabe resaltar las sinergias que logra CTM con su vinculada REP, dadas las posibilidades de mejorar las condiciones establecidas por los servicios de operación y mantenimiento de la red de transmisión.

Es importante destacar que no se han considerado los ingresos por servicios de construcción, que sumaron US\$156.6 millones en 2017 y US\$283.6 millones en 2016, ya que la Empresa no margina por dicho servicio, y equivalen a los costos asociados.

Estos servicios son prestados, administrados y/o supervisados por su relacionada Proyectos de Infraestructura del Perú (PDI), REP y por terceros. Por lo tanto, no tienen efecto sobre el EBITDA.

Ingresos y Margen EBITDA



Los activos totales aumentaron a US\$1,432.5 millones, 8.5% por encima del 2016. Mientras que los activos corrientes se situaron en US\$63.4 millones (16.3% por debajo del 2016), los activos no corrientes crecieron en 9.9%, debido al incremento en la inversión de nuevas líneas de transmisión en concesión.

Por su parte, los gastos financieros crecieron respecto al 2016, alcanzando US\$29.4 millones en el 2017. A lo anterior, se suma la ganancia por diferencia en el tipo de cambio de US\$2.4 millones (US\$1.1 millones en diciembre 2016).

Por otro lado, se generó un mayor gasto por depreciación, amortización y provisiones por mantenimiento y reemplazos (US\$32.4 millones en el 2017 vs. US\$30.6 millones en el 2016) por el mayor costo de amortización relacionado a la entrada de nuevos proyectos.

Así, CTM generó una utilidad neta de US\$44.9 millones en el 2017, superior al alcanzado en el 2016 (US\$43.0 millones). Sin embargo, debido al incremento en el patrimonio, el ROE disminuyó a 9.4% (10.6% al cierre del 2016), manteniéndose aún por encima de los indicadores de los últimos siete años.

Respecto a la generación de efectivo de la Compañía, en 2017, el flujo operativo aumentó a US\$137.6 millones (29.4% mayor respecto a diciembre 2016).

Éste, sumado al financiamiento obtenido mediante los préstamos y el aporte de capital social, permitieron cubrir inversiones realizadas por la empresa en US\$169.2 millones (mientras que en el 2016 se invirtieron US\$289.8 millones). Debido al menor monto destinado a inversiones, la variación en el flujo de caja fue positiva, aumentando la caja en US\$17.4 millones.

Por otro lado, es importante mencionar que CTM cuenta con un contrato de estabilidad jurídica que fija su tasa del impuesto a la renta por todo el periodo de la concesión de la L.T. Mantaro - Socabaya, lo que contribuye a la predictibilidad de sus flujos de caja.

Así, en el 2017, CTM habría pagado impuestos por US\$20.8 millones.

■ Estructura de Capital

CTM financia su *capex* de mantenimiento con recursos propios. Actualmente, la totalidad de su deuda financiera corresponde a fondeo tomado para el desarrollo de los sistemas de transmisión de energía y sus necesidades de capital de trabajo.

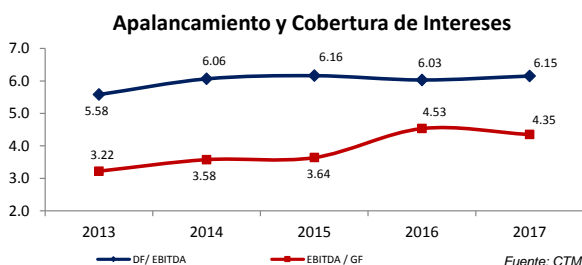
A diciembre 2017, el total de pasivos de CTM se incrementó de US\$865.9 millones (diciembre 2016) a US\$933.9 millones, como resultado del aumento de la deuda financiera a US\$786.4 millones (US\$736.4 millones en diciembre 2016, incluyendo los gastos por comisiones de estructuración). CTM espera mantener esta estructura de capital en el futuro.

Los pasivos corrientes se situaron en US\$58.0 millones, por debajo de los US\$156.9 millones del 2016, debido al reemplazo de deuda de corto plazo por deuda de largo plazo.

En el caso de los pasivos no corrientes, éstos sumaron US\$875.8 millones, 23.5% por encima del 2016, y crecieron debido al incremento de deuda para financiar los nuevos proyectos de inversión, principalmente la L.T. Mantaro – Carapongo y L.T. Nueva Yanango-Nueva Huánuco.

Cabe mencionar que, en el 2016, CTM recibió un préstamo de largo plazo del Banco de Crédito del Perú por un plazo de 12 años, del cual se desembolsó US\$78 y 172 MM, en el 2016 y en el primer semestre del 2017, respectivamente.

El mayor monto de préstamos de largo plazo con entidades bancarias locales (US\$340.5 MM al cierre 2017, por encima de los US\$291.4MM al cierre del 2016), se debe a la estrategia para optimizar los costos financieros de la Empresa. A diciembre 2017, la totalidad de la deuda financiera a largo plazo tiene tasas fijas.



Por otro lado, respecto a la cobertura de intereses (EBITDA/gastos financieros), ésta disminuyó de 4.53x a diciembre 2016 a 4.35x a diciembre 2017, debido a los mayores gastos financieros.

Además, debido al incremento del endeudamiento, y a pesar del incremento en el EBITDA, hubo un

incremento en el indicador de apalancamiento financiero (deuda financiera/ EBITDA), pasando de 6.03x a diciembre 2016 a 6.15x a diciembre 2017.

Con todo lo anterior, a diciembre 2017, la deuda respecto a la capitalización de CTM ascendió a 61.2%, en línea al valor promedio de los últimos cinco años (61.3%). Cabe mencionar que, tras una reestructuración del total de la deuda en el 2012, a diciembre 2017, la deuda a largo plazo representa el 96.4%.

El reperfilamiento de la deuda impactó en la holgura de cobertura de servicio de deuda – SD reduciendo la parte corriente de deuda de largo plazo, de manera que el ratio (EBITDA/SD) pasó de 0.83x en el 2016, a 2.22x en el 2017.

Cabe mencionar que a la fecha del presente informe, en cuanto al riesgo de tasa de interés, CTM mantiene un bajo nivel de exposición de tasa de interés, ya que el endeudamiento a tasa fija representa el 100% de la deuda total.

Por otro lado, en setiembre 2016, se realizó un aumento de capital mediante la capitalización de aportes de accionistas por un total de US\$55 millones, incrementando el capital emitido a US\$265.4 millones, el cual se mantiene al cierre del 2017.

■ Características de la emisión

Primer Programa de Instrumentos de Corto Plazo CTM

Considerando los proyectos que la Empresa se encuentra desarrollando actualmente, así como las necesidades de corto plazo que presenta, en Junta General de Accionistas se aprobó el Primer Programa de Emisión de Instrumentos de Corto Plazo de CTM, con la finalidad de ampliar y flexibilizar las fuentes de financiamiento de la empresa.

Dentro de las características del programa, se incluyen las siguientes:

- Monto: hasta un máximo de US\$200 millones (o su equivalente en Soles)
- Plazo: hasta un año

Cabe señalar que los instrumentos emitidos bajo este programa no contarán con garantías específicas. Las características propias de cada emisión se encontrarán en los Prospectos y Contratos Complementarios respectivos.

A la fecha de emisión del informe, la Empresa no cuenta con papeles emitidos este programa.

**Resumen Financiero - Consorcio Transmataro S.A. 1/**
(Cifras en miles de US\$)

	dic-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
Rentabilidad						
Ingresos cuentas por cobrar por controversia	3,296	5,436	2,795	2,262	8,369	703
Provisión mantenimiento y reemplazos	2,943	1,933	2,136	3,133	2,089	2,452
Intereses por contratos privados	11,338	10,049	9,805	9,350	6,825	4,708
EBITDA	127,850	122,165	98,925	89,706	90,183	47,289
Mg. EBITDA	89.1%	89.1%	81.9%	81.2%	82.7%	79.5%
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	8.2%	8.3%	8.4%	8.0%	7.9%	7.2%
FCF / Ingresos	-22.1%	-133.7%	-65.5%	-49.8%	-28.7%	-211.9%
ROE	9.4%	10.6%	7.4%	7.6%	7.2%	5.5%
Cobertura						
Cobertura de intereses del FFO	3.58	3.65	2.98	2.75	2.24	2.87
EBITDA / Gastos financieros	4.35	4.53	3.64	3.58	3.22	3.14
EBITDA / Servicio de deuda	2.22	0.83	2.10	3.58	2.90	1.51
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	2.62	0.85	2.17	3.71	3.40	1.74
FCF / Servicio de deuda	-0.07	-1.08	-1.09	-1.34	-0.35	-3.54
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.81	0.37	0.48	0.44	0.62	0.13
Estructura de capital y endeudamiento						
Deuda ajustada total / (FFO ajustado)	7.48	7.48	7.53	7.89	8.03	7.63
Deuda financiera total / EBITDA	6.15	6.03	6.16	6.06	5.58	6.97
Deuda financiera neta / EBITDA	5.97	6.00	6.13	6.03	5.41	6.81
Costo de financiamiento estimado	3.9%	3.7%	4.7%	4.6%	5.6%	4.7%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	3.6%	16.3%	3.3%	0.0%	0.6%	4.9%
Balance						
Activos totales	1,432,531	1,319,738	1,084,610	952,164	866,065	773,562
Caja e inversiones corrientes	22,845	3,100	3,345	3,380	15,260	7,362
Deuda financiera Corto Plazo*	28,207	120,368	20,000	-	3,050	16,292
Deuda financiera Largo Plazo	758,207	616,277	589,598	543,990	500,163	313,215
Deuda financiera total	786,413	736,646	609,598	543,990	503,213	329,507
Deuda fuera de Balance	-	-	-	-	-	-
Deuda ajustada total	786,413	736,646	609,598	543,990	503,213	329,507
Patrimonio Total	498,680	453,790	355,763	314,814	291,721	271,379
Capitalización ajustada	1,285,094	1,190,436	965,360	858,804	794,934	600,886
Ratio de cap, ajustada	61.2%	61.9%	63.1%	63.3%	63.3%	54.8%
Flujo de caja						
Flujo generado por las operaciones (FFO)	77,225	73,582	53,314	47,468	42,208	28,190
Variación de capital de trabajo	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja operativo (CFO)	137,577	106,328	74,519	43,970	50,203	19,122
Inversiones en Activos Fijos	-169,243	-289,763	-153,651	-98,994	-81,474	-145,182
Dividendos comunes	-	-	-	-	-	-
Flujo de caja libre (FCF)	-31,666	-183,435	-79,133	-55,025	-31,271	-126,060
Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas	-	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	0	69	98	-2,855	-14,855	-11,727
Variación neta de deuda	49,053	127,000	63,000	46,000	54,024	137,453
Variación neta de capital	-	55,000	16,000	-	-	-
Otros financiamientos, netos	-	-	-	-	-	-
Variación de caja	17,386	-1,366	-35	-11,880	7,898	-334
Resultados						
Ingresos	143,524	137,174	120,837	110,512	109,032	59,489
Variación de Ventas	4.6%	13.5%	9.3%	1.4%	83.3%	19.6%
Utilidad operativa (EBIT)	77,938	74,192	55,824	50,585	51,034	25,605
Gastos financieros	-29,394	-26,950	-27,187	-25,082	-27,994	-15,060
Resultado neto	44,890	43,027	24,948	23,093	20,342	14,369

Ingresos: Ingresos por servicio de transmisión de energía +Otros ingresos operacionales +Intereses de las cuentas por cobrar de contratos privados + Intereses de las cuentas por cobrar por controversia.

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

Deuda fuera de balance: Incluye fianzas, avales y arriendos anuales multiplicados por el factor 6.8.

Servicio de deuda: Gastos financieros + deuda de corto plazo

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

* Incluye préstamos de afiliadas

1/ La información financiera incluye el fideicomiso del proyecto Zapallal - Trujillo, tal como lo presenta la Superintendencia de Mercado de Valores.

ANTECEDENTES

Emisor:	Consortio Transmantaro S.A.
Domicilio legal:	Av. Juan de Arona N° 720 Of. 601, San Isidro
RUC:	20383316473
Teléfono:	(511) 712-6600

RELACIÓN DE DIRECTORES

Bernardo Vargas Gibsone	Presidente
Rafael Simon Herz Stenberg	Vicepresidente
Camilo Zea Gómez	Director
Guido A. Nule Amín	Director
Ernesto Moreno Restrepo	Director
Brenda Rodríguez Tovar	Director Alterno
César Ramírez Rojas	Director Alterno
Carlos Rodríguez López	Director Alterno
Miguel Mejía Uribe	Director Alterno
Leonardo Garnica Eljaiek	Director Alterno

RELACIÓN DE EJECUTIVOS

Carlos Mario Caro Sánchez	Gerente General
---------------------------	-----------------

PRINCIPALES ACCIONISTAS

Interconexión Eléctrica S.A. E.S.P.	60.0%
Grupo Energía Bogotá S.A. E.S.P.	40.0%

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 la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Consorcio Transmantaro S.A.:**

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Valores que se emitan en Virtud del Primer Programa de Emisión de Instrumentos de Corto Plazo De Consorcio Transmantaro	Categoría CP-1 + (pe)

Definiciones Financieras

CP – 1: Corresponde a la más alta capacidad de pago oportuno de las obligaciones financieras reflejando el más bajo riesgo crediticio.

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

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

* *La clasificación que se otorga al presente valor no implica recomendación para comprarlo, venderlo o mantenerlo.*

(*) 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.