

# Termochilca S.A.– (TCH)

## Informe Trimestral

### Ratings

Tipo Instrumento	Rating Actual	Rating Anterior
Obligaciones de Largo Plazo	A+(pe)	N.R.

Con información financiera no auditada a setiembre 2017

Clasificaciones otorgadas en Comité de fecha 20/03/2018.

N.R.: No clasificado anteriormente

### Perspectiva

Estable

### Indicadores Financieros

Indicadores Financieros (Cifras en miles de dólares)	12M Set-17	dic-16	dic-15
Ingresos	94,267	93,624	74,891
EBITDA	14,183	16,707	16,021
Caja y valores	22,307	31,887	24,077
Deuda financiera total / EBITDA	11.63	7.19	4.38
Deuda financiera neta / EBITDA	10.06	5.28	2.87
EBITDA / Gastos Financieros	3.42	3.86	4.05

Fuente: Termochilca

### Metodologías aplicadas:

Metodología Maestra de Clasificación de Empresas no Financieras (enero 2017)

### Analistas

Gustavo Campos Rivero  
(511) 444 5588  
[gustavo.campos@aai.com.pe](mailto:gustavo.campos@aai.com.pe)

Julio Loc Lam  
(511) 444 5588  
[julio.loc@aai.com.pe](mailto:julio.loc@aai.com.pe)

### Fundamentos

Apoyo & Asociados Internacionales (Apoyo & Asociados) decidió otorgar la clasificación de A+(pe) con perspectiva Estable a las Obligaciones de Largo Plazo de Termochilca S.A. La clasificación asignada se sustenta en lo siguiente:

**Limitada capacidad de generación de caja:** Termochilca S.A. (TCH) registró una generación anual promedio de EBITDA, entre los años 2014 y 2016, de US\$17.2 millones; sin embargo, para el cierre del 2017, tiene un EBITDA proyectado de US\$6.1 millones y US\$14.8 millones para el 2018. Lo anterior, como consecuencia de la comunicación de la resolución y desconocimiento de los PPAs por parte de Luz del Sur.

**Elevado nivel de apalancamiento:** TCH puede alcanzar niveles de apalancamiento superiores de 13.0x, reduciendo su flexibilidad financiera. Cabe señalar que existen algunos mecanismos contemplados en la estructura del financiamiento que permitirían reducir el nivel de apalancamiento como el *cash sweep* para todo el remanente de caja por encima de la cobertura de 1.1x del servicio de deuda, la caja acumulada por este mecanismo será aplicada al pago de las cuotas del préstamo senior en orden inverso al vencimiento de las mismas, lo cual no reduce la carga de TCH en los años más ajustados.

**Potencial de crecimiento de la Central Térmica ante la puesta en marcha del ciclo combinado:** para lo anterior, TCH firmó el contrato EPC - *Engineering, Procurement and Construction* con Siemens Energy Inc., Contrato de Supervisión con el Consorcio POYRI-GMI; además del contrato BOOT con Consorcio Transmantaro para la ampliación de la subestación.

De esta forma, se espera que el diseño del proyecto permita que la planta opere con altos niveles de eficiencia, con costos variables menores a los que registran actualmente, lo cual le permitiría mejorar los márgenes operativos del negocio. Debido a lo anterior, se espera la puesta en operación comercial de dicho proyecto al cierre del primer trimestre del 2018. Cabe mencionar que TCH cuenta con PPA's firmados asociados a la ampliación de la capacidad. Así, se espera que, durante el inicio de operación del ciclo combinado, el nivel de contratación esté alrededor de 77%.

**La flexibilidad que le otorga la nueva estructura financiera,** ya que durante los primeros tres años de la emisión de los bonos subordinados no se tendrá que realizar pagos por servicios de deuda, seguido de un período de cuatro años de cuotas de intereses y amortizaciones equivalente al 0.5% del principal por semestre. Posterior a este período, se proyecta una mayor holgura en los Ratios de Cobertura de Servicio de Deuda, ya que se esperaría una reducción importante en el saldo de la deuda *senior* y las obligaciones financieras.

**Contratos que aseguran el suministro y transporte de gas natural:** Termochilca dispone de suministro de gas natural, suficiente para utilizar el 100% de su capacidad de generación, por los próximos 13 años (hasta abril 2031).

Asimismo, cuenta con capacidad de transporte y distribución del combustible, suficiente para cumplir con sus compromisos de venta, por los próximos 9 y 13 años, respectivamente. Apoyo & Asociados considera altamente probable que dichos contratos se renueven con el fin de asegurar la continuación de operaciones de TCH.

### **¿Qué podría modificar las clasificaciones asignadas?**

Las clasificaciones asignadas podrían verse ajustadas de forma negativa ante: i) una reducción sostenida del precio *spot*, ya que más del 30% de la energía asociada a la potencia instalada actual (67 MW) se encuentra expuesta a las variaciones y a los niveles del precio *spot*; y, ii) una disminución de la liquidez y el acceso a líneas de financiamiento, lo cual limita el margen de maniobra que tiene TCH. Finalmente, cabe mencionar que Apoyo & Asociados no prevé que, en el corto plazo, haya algún cambio positivo en la clasificación de TCH.

## ■ Perfil

Termochilca S.A. (TCH) es una empresa dedicada a la generación y comercialización de energía eléctrica, y se constituyó en diciembre del 2007. Es titular de la central térmica (C.T.) Santo Domingo de los Olleros, la cual tenía una potencia de 201.5 MW, al cierre de setiembre 2017, e inició operación comercial en octubre del 2013.

La C.T. Santo Domingo de los Olleros cuenta con una turbina de ciclo simple y está ubicada en el distrito de Chilca, provincia de Cañete (Lima). Adicionalmente, está proyectada la ampliación de la capacidad de la C.T. a 300 MW aproximadamente, a través de la implementación de una turbina a vapor, convirtiéndola en un ciclo combinado.

A la fecha, las obras civiles, las cuales se iniciaron en agosto de 2015, tienen un avance aproximado de 99.8%, mientras que los trabajos de montaje electromecánico, los cuales se iniciaron en noviembre del 2016, tienen un avance aproximado de 66.8%. Se proyecta que dicha ampliación empezaría a operar al cierre del primer trimestre del 2018.

El accionariado de TCH está compuesto por un grupo de fondos de inversión, los cuales son liderados por el Grupo Americas Energy Funds (AEF), y es administrado por SCL Energía Activa S.A.

El Grupo AEF se dedica a invertir en proyectos de energía en Latino América, identificando y desarrollando proyectos en países como: Chile, Colombia, Perú, México y EE.UU.

### Potencia efectiva en base a energía térmica - Set 2017

Empresa	MW
Enersur	2,045.9
Kallpa	1,605.3
Edegel	1,397.9
Fenix Power	565.5
Egasa	295.0
Termochilca	201.5
Termoselva	176.3
EEPSA	157.2
Otros	4,308.3

Fuente: COES

## ■ Estrategia

La estrategia de TCH está diseñada en función de la etapa en la que se encuentre la compañía:

- Desde el inicio de operación de la ampliación del gasoducto de TGP hasta el inicio de operación del ciclo combinado de TCH, al activarse el contrato firme de transporte de gas natural por el 100% (*ship or pay*) y el inicio del contrato firme de suministro de combustible, se declara el precio del gas, de manera que se asegure el despacho de la C.T. Santo Domingo de los Olleros.
- A partir del inicio de operación del ciclo combinado, se mantendrá la política de asegurar el despacho de energía, a través de la declaración del precio del gas, además de incrementar el volumen de potencia contratada a través de PPAs, considerando el incremento de la potencia instalada proveniente de la turbina de vapor. Cabe mencionar que, en caso se elimine la declaración de precios en el largo plazo, la mejor eficiencia de la Compañía debería mantenerlos despachados.

En resumen, TCH adecúa su estrategia en función de los compromisos que asume, los costos que éstos representan y los riesgos a los cuales están expuestos. Por otro lado, incrementa su capacidad y eficiencia de producción de energía, permitiéndole incrementar su capacidad de generación de caja.

## ■ Operaciones

La C.T. Santo Domingo de los Olleros inició operaciones en octubre del 2013 y, durante el año móvil a setiembre 2017, la producción de energía disminuyó considerablemente a 710.7 GWh (1,105.9 GWh en el 2016) con un factor de planta de 39.9% (considerando la potencia firme de 201.5 MW a setiembre 2017). Lo anterior se debió a los trabajos correctivos realizados en la central, los cuales implicaron una interrupción de operaciones entre marzo y julio del 2017.

Por otro lado, TCH tiene una potencia contratada con Distribuidoras de 186.3 MW hasta el 2021 equivalente al 92.5% de la potencia efectiva actual (201.5 MW). Adicionalmente tiene una potencia contratada con Clientes Libres de 80.8 MW equivalente al 40.0% de la potencia efectiva actual. Si bien el nivel de contratación resulta mayor a la potencia firme que registra la empresa, TCH ha firmado contratos por compra de potencia firme con San Gaban (12 MW), Egesur (13.0 MW) y Statkraft (30.8 MW) para compensar dicho efecto. Cabe mencionar que desde el ingreso en operación del ciclo combinado, ya no será necesario comprar potencia firme.

Los contratos principales son con Edelnor (83.88 MW) y Luz del Sur, el cual se encuentra actualmente en arbitraje (67.47 MW), ambas concesionarias del departamento de Lima.

## ■ Suministro de gas natural

### Contrato de Suministro de Gas

El gas natural utilizado en la C.T. Santo Domingo de los Olleros proviene del Lote 88, explotado por el Consorcio Camisea, y es transportado por TGP, cuya conexión y operación de entrega está a cargo de Gas Natural de Lima y Callao S.A. (Cálidda).

Para ello, TCH ha firmado contratos con cada uno de dichos proveedores, y en el caso del suministro del gas natural se tienen dos contratos:

- El segundo es un contrato firme por el mismo volumen que el anterior, en el cual se activa el *ship or pay* (al 70% del total contratado), y tiene una vigencia de 13 años a partir del inicio de la operación comercial de la ampliación mencionada en el punto anterior (abril 2016).

Cabe mencionar que el volumen mencionado en ambos contratos le permite atender el 100% de la capacidad de generación de la planta actual, incluso con la ampliación a ciclo combinado.

### Contrato de Transporte de Gas

TCH mantiene un contrato con TGP para el transporte del gas natural, los cuales le permiten contar con un máximo de 1,275 M m<sup>3</sup>/día. Este se encuentra vigente desde la puesta en operación comercial de la ampliación del ducto de transporte y va hasta el 2026.

### Contrato de Distribución de Gas

Por el lado de la distribución del gas natural, TCH firmó un contrato con Gas Natural de Lima y Callao – GNLC, también conocida como Cálidda, que le asegura una capacidad en la red de distribución de 1,275 m<sup>3</sup>/día hasta el 2031.

## ■ Mercado Eléctrico

El mercado peruano de generación eléctrica se está volviendo cada vez más competitivo. En el Perú, el despacho de energía se hace en función a la eficiencia en la generación de una unidad adicional de energía (representado por el costo marginal de cada central), por lo que se prioriza el despacho de energía producida por las centrales más eficientes: primero las centrales renovables no convencionales (RER), luego las hidráulicas (C.H.), luego las térmicas (C.T.) a gas natural – GN – (primero las de ciclo combinado y luego las de ciclo abierto), seguidas por las C.T. a carbón (dependiendo del costo del carbón, la producción a

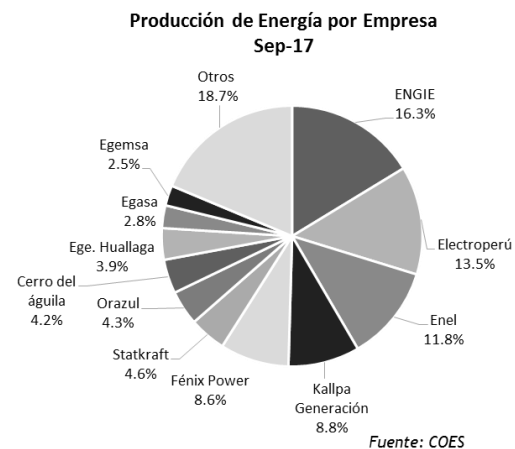
carbón puede acercarse al costo de generar con gas en ciclo simple), R500 y diésel.

Así, los generadores buscan tener un parque de generación que logre complementar la generación hidráulica con la térmica y así poder implementar una estrategia comercial donde tengan la posibilidad de despachar energía al sistema durante todo el año.

Las generadoras compiten en el mercado para abastecer de energía a los clientes regulados (distribuidoras) y a los clientes libres (consumidores que demandan más de 2.5 MW) a través de contratos de abastecimiento de energía, denominados Power Purchase Agreements (PPA), de mediano o largo plazo entre generadores y distribuidores y/o clientes libres.

Al cierre de setiembre 2017, la potencia firme del mercado peruano ascendió a 10,330.6 MW, por debajo de la registrada a fines del 2016 (10,479.9 MW). La caída se debe a que, en los primeros tres trimestres del año, entraron en operación cuatro generadoras (las cuales suman 93.2 MW de potencia instalada) y salieron de operación siete generadoras (265.8 MW de potencia, 149.0 MW de potencia térmica y 116.8 MW de potencia hidroeléctrica).

En línea con lo descrito, durante los tres primeros trimestres del año, aumentó la participación de la generación térmica en la potencia efectiva de 50.9 a 51.8%. Por su parte, la generación hidráulica disminuyó su participación de 47.6 a 44.7% en el mismo periodo.



Cabe destacar la participación de los RER, que se encuentran iniciando su desarrollo en la industria (3.5% de la potencia efectiva total). Por otro lado, es importante mencionar que del total de centrales térmicas, el 69.9% es abastecido con gas natural proveniente de los yacimientos de Camisea.

Por su parte, la energía generada durante los 12 meses terminados a setiembre 2017 alcanzó los 48,972.3 GWh, manteniéndose respecto al 2016. Así, la tasa de crecimiento se encontró por debajo de los niveles previos, considerando que se tuvo un CAGR de 6.9% entre los años 2012 y 2016.

Respecto a setiembre 2016, la potencia instalada hidroeléctrica creció en 8.6%, mientras que la termoeléctrica creció en 9.2%. Debido al estancamiento de la demanda interna, la generación hídrica desplazó a la producción térmica, creciendo en 15.6% mientras que la generación térmica se redujo en 12.3% en el mismo periodo.

De esta manera, la producción de energía eléctrica del año, fue de origen térmico en 42.8% (siendo la principal fuente el gas natural, que generó el 40.8% de la producción del periodo de análisis); de origen hidráulico en 55.3%, y de origen RER no convencional en 2.9%.

Si bien las fuentes renovables de energía aún representan un porcentaje reducido de la generación del sistema, éstas mantuvieron su participación respecto del cierre del 2016 (3.0%) y se espera que llegue a una meta cercana al 5.0% una vez que los proyectos adjudicados en la última subasta RER entren en operación comercial.

La demanda de energía ha venido creciendo de forma importante en los últimos años, con una tasa promedio anual de 5.9% en el último quinquenio, producto de la mayor actividad minera y manufacturera. En los tres primeros trimestres del 2017, la máxima demanda ascendió a 6,573.2 MW, superior en 1.6% a la máxima demanda registrada durante el 2016.

A pesar que la Dirección General de Electricidad (DGE) había proyectado que la demanda de potencia alcanzaría 7,993 MW al cierre del 2017; hasta setiembre 2017, la demanda máxima del año llegó a 6,573 MW, por lo que sería muy difícil alcanzar los niveles proyectados. El menor crecimiento de la demanda se debe principalmente a que no se concretaron importantes proyectos mineros en las fechas previstas.

Según A&A, con los proyectos de generación que se encuentran en construcción, el abastecimiento de la demanda está asegurado hasta el 2021.

Entre los anuncios de inversión privada de centrales de Generación eléctrica para el periodo 2016-2018, se proyectan alrededor de diez proyectos de inversión, cuyo monto de inversión asciende a US\$1,050 millones. Sin embargo, debido al menor crecimiento de la demanda interna, se han reducido los incentivos para elaborar nuevos proyectos de generación.

En este contexto, cuatro de los proyectos anunciados para el periodo 2016-2018, con fecha de operación comercial dentro del 2017, no cuentan con avance de proyecto a setiembre

2017. De los 11 proyectos de inversión planificados para el periodo 2017-2023, sólo tres cuentan con un avance mayor a 5%.

Central	Provincia	Empresa	Potencia MW	Fecha de puesta en operación comercial
1 C.T. Santo Domingo de los Olleros	Lima	Termochilca	100	1T2018
2 C.H. Olmos 1	Lambayeque - Piura	SINERSA	51	4T2020
3 C.H. Molloco	Arequipa	GEMSAC	278	4T2020
4 C.H. Curibamba	Junín	Enel	195	2T2021
5 C.H. Belo Horizonte	Huánuco	Odebrecht	180	4T2021
6 C.H. Veracruz	Amazonas	Cla. Eléctrica Veracruz	635	1T2022
8 C.H. San Gabán	Puno	Hydro Global Perú	205	3T2023
9 C.H. Chadín II	Amazonas	AC Energía	600	4T2023

Fuente: COES

Si bien, en periodos previos, se consideraba que existían restricciones importantes en la transmisión de energía, debido a que tenemos un sistema que concentra gran parte de la capacidad de generación en el centro del país, dichas restricciones se verán disminuidas con el ingreso de nuevas líneas de transmisión durante el 2018, que incrementarán la capacidad de transmisión entre el centro y el sur del país.

En ese sentido, existen nuevas líneas de transmisión de 500 KV que atienden el sur del país. Por otro lado, en el norte, existen líneas de 220 KV y 500 KV que atienden la demanda de la zona. Adicionalmente, el COES cada dos años realiza una propuesta de proyectos de transmisión que son aprobados por el MINEM y licitados por Proinversión con lo cual disminuye la posibilidad de congestión en el futuro.

## Temas regulatorios

En el 2015, dentro de los cambios regulatorios más relevantes, mediante Decreto Legislativo N°1221 que mejora la regulación de la distribución de electricidad para promover el acceso a la energía eléctrica del Perú, se modificaron artículos del Decreto Ley N°25844, Ley de Concesiones Eléctricas.

Algunas de las modificaciones relacionadas a la generación, enfatizan en lo siguiente: i) limita a 30 años aquellas concesiones derivadas de licitaciones; ii) obligación de los distribuidores de garantizar su demanda regulada por 24 meses; y, iii) exige para la generación hidráulica un informe favorable de gestión de cuencas.

Además, establece condiciones para la generación distribuida de energías renovables no convencionales y cogeneración con el fin de inyectar excedentes al sistema de distribución sin afectar la seguridad operacional.

Por su parte, en junio 2015, OSINERGMIN aprobó mediante Resolución N° 140-2015-OS/CD, con el fin de garantizar el abastecimiento de energía eléctrica ante una situación de emergencia, el procedimiento para determinar las compensaciones relacionadas con la capacidad adicional de generación y/o transmisión instalada principalmente por parte de las empresas en las que el Estado tenga mayoría de participación.



Durante el 2016, se promulgó la Resolución Ministerial N°164-2016-MEM/DM mediante la cual se determinó el margen de reserva del SEIN en 38.9% para el periodo comprendido entre mayo 2016 hasta abril 2017 (37% mayo 2015 – abril 2016).

Finalmente, en julio del 2016, mediante D.S N° 026-2016-EM se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (MME) conformado por: i) el mercado de corto plazo (MCP); además de, ii) los mecanismos de asignación de servicios complementarios, entre otros.

En dicho reglamento, en referencia al MCP, el COES autoriza a los Generadores como los participantes autorizados a vender en base a las inyecciones de energía de las centrales de su titularidad en operación comercial. Por su parte, los participantes que están autorizados a comprar en dicho mercado son: i) los generadores que necesiten atender sus contratos de suministro y cuenten con una titularidad (Unidad de Generación) en operación comercial; ii) los distribuidores para atender la demanda de usuarios libres hasta por un 10% de la demanda registrada por el total de dichos usuarios en los últimos 12 meses; y, iii) los Grandes Usuarios (agrupación de Usuarios Libres) para atender su demanda hasta por un 10% de su máxima demanda registrada en los últimos 12 meses.

La energía entregada y retirada por los integrantes del MCP será valorizada multiplicándola por el Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP), el mismo que se determina a partir de las barras de las subestaciones en que se produzcan dichas transacciones de energía para cada hora o grupo de horas. Cabe mencionar que el CMCP también puede entenderse como el costo promedio en que incurre el sistema eléctrico en conjunto, durante una hora, para suministrar una unidad adicional de energía en la barra correspondiente.

En el caso de las centrales térmicas, el CMCP no podrá ser inferior al costo variable de dicha central, dado que se encontrará en línea a la operación real del sistema en el periodo considerado.

Cabe mencionar que todos los participantes del MCP se encuentran obligados a ciertos requerimientos para poder ejercer actividad en dicho mercado. Entre la más relevante figura que los participantes deberán contar con garantías que aseguren el pago de sus obligaciones y/o que los Grandes Usuarios cuenten con equipos que permitan la desconexión individualizada y automatizada de sus instalaciones.

## ■ Desempeño financiero

Al cierre del año móvil a setiembre 2017, los ingresos de Termochilca ascendieron a US\$94.3 millones, 0.7% por encima de lo registrado a diciembre 2016. Este ligero aumento se debió a la mayor venta de energía a clientes libres.

Por su parte, el costo de los contratos firmes de compra por concepto de suministro, transporte de gas, servicio de distribución de gas y líneas de transmisión (costo de ventas) ascendió a US\$80.3 millones.

Lo anterior representó un incremento de 2.9% con respecto de lo registrado al cierre del 2016 (US\$78.1 millones). Este incremento en el costo de ventas se debió a una mayor carga de costos fijos de la generadora ante la activación de la modalidad *ship or pay* del contrato de transporte de gas que mantiene (a partir de la entrada en operación de la ampliación del ducto de TGP en abril 2016) y un mayor uso del suministro de gas.

Por su parte, los gastos administrativos a los 12 meses a setiembre 2017 registraron un ligero incremento con respecto a diciembre 2016. Así, estos ascendieron a US\$3.7 millones mientras que en el 2016, fueron de US\$2.8 millones. Este incremento en los gastos administrativos se explica por el aumento de gastos en los rubros de servicios prestados por terceros y cargas comerciales y de gestión relacionados al ingreso de TCH a la SMV, la Bolsa de Valores y por asesorías legales por arbitraje.

Así, si consideramos la depreciación y amortización al cierre del año móvil a setiembre 2017 (US\$4.0 millones), el EBITDA de TCH ascendió a US\$14.2 millones (-15.1% con respecto de diciembre 2016). De esta manera, el margen EBITDA que registró la compañía fue de 15.0% (17.8% al cierre del 2016) explicado por la mayor carga de costos operativos y administrativos del periodo.

Por su parte, la utilidad neta alcanzada en el periodo analizado, fue de US\$2.9 millones (US\$5.2 millones a diciembre 2016). Esta disminución respecto al cierre del año anterior, se debió principalmente al mayor costo de generación y la mayor carga administrativa. Así, el resultado neto registró una disminución de 44.9%.

Lo anterior se encontró en línea con: i) la pérdida en ingresos financieros por US\$1.4 millones (ganancia por US\$0.3 millones en diciembre 2016) por las inversiones mantenidas en vencimiento; y, ii) la mayor carga en instrumentos financieros derivados, la cual ascendió a -US\$0.7 millones (-US\$0.6 millones en diciembre 2016). Así, el ROE de TCH registró una disminución con respecto a diciembre 2016. Este pasó de 4.8 a 2.6%.

Es importante mencionar que se espera un recupero en los indicadores de rentabilidad de la Compañía, dada la mayor eficiencia operativa de la CT con la entrada en operación del proyecto de ciclo combinado de la generadora en el 2018.

En términos de flujo de caja, en los últimos 12 meses a setiembre 2017, el Flujo de Caja Operativo (CFO) ascendió a US\$5.0 millones (US\$12.9 millones a diciembre 2016). Esta disminución está relacionada a la menor cobranza a clientes. Si al saldo anterior se le deducen las inversiones en activo fijo por US\$8.2 millones, se obtendría un Flujo de Caja Libre (FCF) negativo US\$3.2 millones.

## ■ Estructura de capital

A los 12 meses a setiembre 2017, la deuda financiera ascendió a US\$164.9 millones, donde la mayor concentración de ella estuvo en el largo plazo, la cual ascendió a niveles de 90.8% (debido al contrato de arrendamiento financiero que mantiene con Scotiabank) y representando casi el 84.1% de los pasivos. Las principales obligaciones, según la etapa de inversión en activos, están constituidas por:

1. **Financiamiento Ciclo Simple:** Un préstamo bancario con Scotiabank Perú S.A.A por US\$83.1 millones (de los cuales US\$58.7 millones fue por arrendamiento financiero para equipos y obras civiles) que fue destinado para el financiamiento de parte de la construcción de la CT Santo Domingo de Los Olleros.

Este crédito se tomó en diciembre del 2011 y vence en junio 2021, y los pagos del mismo son semestrales. A setiembre 2017, el saldo del préstamo fue de: US\$33.2 millones para arrendamiento financiero y US\$22.2 millones para el préstamo.

De lo anterior, es importante mencionar que TCH suscribió un contrato operativo con Scotiabank Perú con el fin de establecer los términos y condiciones aplicables para cada uno de los contratos de arrendamiento financiero (construcción y equipos).

Cabe mencionar que la tasa de interés establecida es Libor a seis meses más un margen adicional, determinado según las siguientes condiciones establecidas en los contratos de financiamiento:

- Desde la fecha de activación de los arrendamientos financieros hasta la fecha en la que se cumpla el sexto aniversario de la firma del contrato operativo, inclusive, es de 4.8% por año.
- Desde la fecha en la que se inicie el séptimo aniversario de la firma del contrato operativo y hasta que terminen de pagarse todas las obligaciones del contrato operativo y de los

contratos de arrendamiento financiero del Proyecto Termochilca I será de 5.0% por año.

- De los márgenes anteriores, se redujeron en 0.35% (4.45% y 4.65%, respectivamente) desde el inicio del servicio de transporte de gas a partir de la puesta en operación comercial de la segunda etapa de TGP.

Entre otros compromisos, TCH deberá cumplir que el ratio de cobertura de servicio de deuda (EBITDA – Capex - Impuestos / SD) sea de mínimo 1.2xy, un ratio de apalancamiento máximo (Deuda Financiera/EBITDA) de 5.50x, 3.25x y 3.0x veces durante el 2018, 2019 y 2020 en adelante, respectivamente. Es importante mencionar, que en diciembre 2017, hubo una reestructuración del financiamiento, por lo que los compromisos han variado.

Asimismo, se celebró un Fideicomiso para la transferencia de los Activos y los Flujos generados por los activos, además de la constitución en garantía de todos los activos de la Planta (construcción y equipos).

2. **Financiamiento Ciclo Combinado:** Un préstamo con el Banco de Crédito del Perú y Scotiabank cuyo total ascenderá a US\$135.5 millones (50% de la deuda es financiado por cada banco), con tasa de interés fija efectiva anual de 6.4%, dos años y medio de periodo de gracia (equivalente al periodo de construcción) y pagadero desde junio del 2018.

Asimismo, dicho financiamiento contempla lo siguiente: i) arrendamiento financiero de equipos por US\$39.8 millones; y, ii) arrendamiento financiero por obras civiles por US\$66.8 millones y un préstamo por US\$28.6 millones.

El impacto en la capacidad de generación de flujos en aproximadamente 30%, puso en riesgo el cumplimiento de las obligaciones de TCH. Así, la empresa inició un proceso de reperfilamiento de su deuda/capital, lo cual se proyecta que llegue a un máximo de US\$179.2 millones en el 2018 y que alcance un ratio de apalancamiento financiero (Deuda Financiera / EBITDA) de más de 13x.

Cabe mencionar que la deuda incremental será utilizada para terminar el proyecto del ciclo combinado de la Central Santo Domingo de los Olleros, el cual se espera que inicie operaciones en el segundo trimestre del 2018 y permita ampliar la potencia de la planta de 200 a 300 MW.

### Reestructuración Financiera

	US\$ MM
Préstamo Senior	154.2
Bonos Sub.	25.0
Aporte de K.	11.7
<b>Total</b>	<b>190.9</b>

Fuente: TCH

El reperfilamiento de la deuda implicó un aporte adicional de accionistas por un monto de hasta US\$11.7 millones, los cuales fueron utilizados para cubrir el resultado del arbitraje con Fenix Power Perú S.A. por US\$6 millones, y el resto será utilizado como parte del financiamiento del ciclo combinado y para el capital de trabajo.

Los bonos subordinados serán emitidos en dos emisiones en Dólares y Soles, hasta por un total de US\$34 millones (o su equivalente en soles) ambas a un plazo de 13 años, colocados bajo la par a un mínimo de US\$25 millones (o su equivalente en soles).

La tasa de interés será de 9.56% TEAME (11.06% TEAMN). Durante los primeros tres años, contarán con un periodo de gracia para el principal e interés. Entre el cuarto y el séptimo año, las cuotas estarán compuestas por intereses devengados y la amortización semestral del 0.5% del saldo del principal.

Finalmente, desde el octavo año hasta el vencimiento, el saldo del capital se amortizará semestralmente hasta su cancelación total. Cabe mencionar que el reperfilamiento implica la extensión del pago de la deuda *senior* de marzo 2023 a diciembre 2024, una extensión de un año y nueve meses para el pago de dicha deuda.

Así, al cierre del año móvil a setiembre 2017, TCH mantuvo un ratio de apalancamiento (Deuda Financiera/EBITDA) de 11.63x (7.19x a diciembre 2016). Si se considera la Deuda Financiera Neta, el nivel de apalancamiento disminuiría a 10.06x (5.28x a diciembre 2016).

Si bien este ratio resulta elevado respecto del promedio registrado por la categoría, la Clasificadora considera que: i) este responde a la fase de financiamiento del ciclo combinado; y, ii) la reducción del nivel de apalancamiento de TCH se hará notar a fines del 2019 luego de la entrada en operación del proyecto de ciclo combinado.

Por otro lado, el patrimonio de la compañía ascendió a US\$108.8 millones, cifra menor a la registrada en el 2016 (US\$110.4 millones) producto de la disminución del resultado acumulado respecto de dicho periodo.

Respecto al capital de la compañía, éste asciende a US\$101.2 millones y está representado por: (i) 35'219,410 acciones Clase "A"; (ii) 80'398,747 acciones Clase "B"; (iii) 41'031,921 acciones Clase "C"; (iv) 22'686,768 acciones Clase "D"; y, (v) 94'209,294 acciones Clase "E".

Según los convenios firmados por los accionistas, las acciones de Clase "A" y "C" tienen derecho a ejercer control de las operaciones de la Compañía; las de clase "B", "D" y "E" tienen la finalidad de participar en los resultados de las operaciones de TCH, mientras que las "B" y "D" solo son partícipes de los resultados de las operaciones.

## ■ Proyecciones

Con la puesta en operación comercial del ciclo combinado de la central térmica (abril 2018), se espera que TCH pueda generar un EBITDA que ascienda a alrededor de US\$20 millones a partir del 2019, sin tener en consideración un resultado a favor de TCH en el arbitraje con Luz del Sur. En caso el arbitraje sea favorable para la Compañía, el EBITDA ascendería a US\$30 millones a partir del 2019.

En opinión de la Clasificadora, los ingresos de la Compañía mantienen cierta estabilidad y predictibilidad al estar respaldados por PPA's firmados con clientes regulados y con vigencia, en su mayoría, hasta el 2021; y, en menor proporción, hasta el 2026, inclusive.

Respecto al nivel de apalancamiento de la Compañía (DF/EBITDA), la Clasificadora proyecta que en promedio de los próximos cinco años, el indicador ascenderá a 7.70x, siendo en el 2018 el año con el mayor nivel de apalancamiento (alrededor de 13.0x). No obstante, con la mayor generación de ingresos ante la puesta en operación del ciclo combinado, se espera que disminuya a niveles entre 9.9x y 6.8x para el cierre del 2019 y 2020, respectivamente.

De lo anterior, la Clasificadora reconoce que dichos ratios puedan registrar ajustes durante la etapa inicial de la puesta en operación del proyecto.

Por su parte, se espera que el nivel de cobertura de servicio de deuda (EBITDA/Servicio de Deuda) esté alrededor de 1.20x para los próximos cinco años.



## Resumen Financiero - Termochilca S.A

(Cifras en miles de US\$)

Tipo de Cambio Soles / USD a final del período	3.27	3.36	3.41	2.99	2.80	2.55
	12M Set-17	dic-16	dic-15	dic-14	dic-13	dic-12
<b>Rentabilidad</b>						
EBITDA	14,183	16,707	16,021	18,728	-2,926	-2,334
Mg. EBITDA	15.0%	17.8%	21.4%	26.0%	-58.5%	-
(FFO + Cargos fijos) / Capitalización ajustada	3.3%	7.5%	5.9%	10.8%	-3.3%	-3.0%
FCF / Ingresos	-3.4%	-6.8%	-14.8%	17.6%	-209.8%	-
ROE	2.6%	4.8%	4.2%	6.3%	-4.8%	-1.1%
<b>Cobertura</b>						
Cobertura de intereses del FFO	2.20	3.98	2.60	4.18	(2.93)	(169.35)
EBITDA / Gastos financieros	3.42	3.86	4.05	4.06	(1.45)	(171.02)
EBITDA / Servicio de deuda	1.29	1.77	4.78	4.12	(0.69)	(0.08)
(EBITDA + Caja) / Servicio de deuda	1.89	5.15	11.96	17.75	12.12	2.73
FCF / Servicio de deuda	(0.17)	(0.66)	(2.09)	1.26	(1.03)	(0.14)
(FCF + Caja + Valores líquidos) / Servicio de deuda	0.99	2.72	5.09	5.75	5.53	2.66
CFO / Inversión en Activo Fijo	0.60	0.67	0.36	7.39	(3.55)	(1.10)
<b>Estructura de capital y endeudamiento</b>						
Deuda ajustada total / (FFO ajustado)	199.89	14.01	29.47	7.78	(8.37)	(25.14)
Deuda financiera total / EBITDA	11.63	7.19	4.38	4.17	(28.39)	(25.19)
Deuda financiera neta / EBITDA	10.06	5.28	2.87	0.87	(9.89)	10.39
Costo de financiamiento estimado	3.1%	4.5%	5.3%	-5.8%	-2.8%	0.0%
Deuda financiera CP / Deuda financiera total	9.2%	11.5%	10.4%	11.7%	7.5%	50.4%
Deuda ajustada total / Capitalización ajustada	60.2%	52.1%	40.0%	43.6%	46.7%	37.3%
<b>Balance</b>						
Activos totales	304,943	245,967	185,042	187,500	181,263	158,322
Caja e inversiones corrientes	22,307	31,887	24,077	61,897	54,114	83,021
Deuda financiera Corto Plazo	15,114	13,755	7,308	9,155	6,239	29,605
Deuda financiera Largo Plazo	149,803	106,359	62,792	69,007	76,821	29,168
Deuda financiera total	164,917	120,114	70,100	78,162	83,061	58,773
Patrimonio Total	108,844	110,382	105,258	100,922	94,705	98,731
Capitalización ajustada	273,762	230,496	175,359	179,085	177,765	157,504
<b>Flujo de caja</b>						
<b>Flujo generado por las operaciones (FFO)</b>	4,969	12,899	6,334	14,666	(7,913)	(2,324)
Variación de capital de trabajo	-	-	-	-	(268)	154
<b>Flujo de caja operativo (CFO)</b>	4,969	12,899	6,334	14,666	(8,181)	(2,170)
Inversiones en Activos Fijos	(8,218)	(19,221)	(17,400)	(1,984)	(2,307)	(1,968)
Dividendos comunes	-	-	-	-	-	-
<b>Flujo de caja libre (FCF)</b>	(3,249)	(6,321)	(11,066)	12,682	(10,489)	(4,139)
Adquisiciones y Ventas de Activo Fijo, Netas	-	-	-	-	-	-
Otras inversiones, neto	-	18,168	(18,000)	-	-	-
Variación neta de deuda	4,216	5,935	(675)	1,188	(19,066)	-
Variación neta de capital	-	-	-	-	647	64,631
Otros financiamientos, netos	(13,297)	(10,036)	(7,421)	(6,087)	-	-
Otros (dif. En cambio)	64	64	(659)	-	-	-
<b>Variación de caja</b>	(12,266)	7,810	(37,821)	7,784	(28,907)	60,492
<b>Resultados</b>						
Ingresos	94,267	93,624	74,891	72,138	4,999	0
Variación de Ventas	0.7%	25.0%	3.8%	1343.1%	-	-
Utilidad operativa (EBIT)	10,229	12,769	12,092	14,841	(3,690)	(2,342)
Gastos financieros	4,144	4,324	3,955	4,614	2,015	14
Resultado neto	2,860	5,188	4,288	6,294	(4,674)	(564)

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 com. + cambio en existencias - cambio en cuentas por pagar com.

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

## **ANTECEDENTES**

Emisor:	Termochilca S.A.
Domicilio legal:	Av. República de Panamá 3576, Of. 301, San Isidro- Lima, Perú
RUC:	20518630891
Teléfono:	(511) 706 6400

## **DIRECTORIO**

Carlos Fuentes Pérez	Director Titular
Eduardo Vícuña Baeza	Director Titular
César Norton Sacre	Director Titular
José Antonio Jiménez Martínez	Director Titular
Francisco Colchero Ducci	Director Titular
José Fernando Llano Escandón	Director Titular
Juan Alberto Fernández Dávila	Director Titular

## **RELACIÓN DE EJECUTIVOS**

Tatiana Alegre Chalco	Gerente General
Jorge Flores Delgado	Gerente Administración y Finanzas
José Antonio Zolla	Gerente de Proyectos
José Jara	Asesor Legal

## **RELACION DE SOCIOS**

Fondo Larraín Vial Energético Americano FI	29.39%
Patrimonio Fideicometido N° A00-T-0112-0498	
Fideicomiso Termochilca – Summa	15.00%
Latin America Energy Investments Inc.	14.35%
Vince II Business S. de R.L.	13.39%
Otros	27.87%

## 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, acordó la siguiente clasificación de riesgo para la empresa **Termochilca Perú S.A.**:

<u>Instrumento</u>	<u>Clasificación*</u>
Obligaciones de Largo Plazo	Categoría A+ (pe)
Perspectiva	Estable

### Definiciones

**CATEGORÍA A (pe)**: Corresponde a una alta capacidad de pago de sus obligaciones financieras en los plazos y condiciones pactados; sin embargo, esta capacidad puede ser 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 0.5% 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.