

| | Dic. 2022 | Dic. 2023 |
|--------------|-----------|-----------|
| Solvencia | AA- | AA- |
| Perspectivas | Estables | Estables |

* Detalle de clasificaciones en Anexo

| INDICADORES RELEVANTES | | | |
|--------------------------------|-------|--------|--------|
| | 2021 | 2022 | Sep-23 |
| Margen operacional | 8,6% | -0,6% | 10,3% |
| Margen Ebitda | 21,0% | 9,2% | 18,1% |
| Endeudamiento total | 0,8 | 1,4 | 1,5 |
| Endeudamiento financiero | 0,6 | 1,1 | 1,1 |
| Ebitda / Gastos Financieros | 3,5 | 2,4 | 3,1 |
| Deuda Financiera / Ebitda | 3,8 | 10,7 | 5,4 |
| Deuda Financiera Neta / Ebitda | 3,2 | 9,9 | 4,7 |
| FCNOA / Deuda Financiera | 17,3% | -19,4% | 22,0% |
| Liquidez corriente | 1,6 | 1,3 | 1,6 |

(*) Cifras e indicadores anualizados donde corresponda

| PERFIL DE NEGOCIOS: SATISFACTORIO | | | | | |
|---|-------|------------|----------|---------------|--------|
| Principales Aspectos Evaluados | | | | | |
| | Débil | Vulnerable | Adecuado | Satisfactorio | Fuerte |
| Parque generador competitivo | | | | | |
| Confiable de la generación | | | | | |
| Diversificación operacional | | | | | |
| Diversificación geográfica | | | | | |
| Política comercial conservadora | | | | | |
| Exposición a intensidad en la inversión | | | | | |

| POSICIÓN FINANCIERA: SATISFACTORIA | | | | | |
|------------------------------------|-------|----------|------------|---------------|--------|
| Principales Aspectos Evaluados | | | | | |
| | Débil | Ajustada | Intermedia | Satisfactoria | Sólida |
| Rentabilidad | | | | | |
| Generación de flujos | | | | | |
| Endeudamiento | | | | | |
| Coberturas | | | | | |
| Liquidez | | | | | |

FUNDAMENTOS

La clasificación "AA-" asignada a la solvencia y a las línea de bonos de ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. responde a un perfil de negocios clasificado como "Satisfactorio" y una posición financiera clasificada como "Satisfactoria".

ENGIE ENERGÍA CHILE es una de las principales compañías generadoras del país, donde posee 2.544 MW de capacidad instalada. La empresa es controlada por Engie (ex GDF Suez).

La compañía mantiene una política comercial con una reducida exposición de los ingresos al mercado *spot*, lo que, en conjunto con cláusulas de indexación, contribuye a la estabilidad de sus márgenes operacionales. Asimismo, dispone de un alto porcentaje de su capacidad eficiente contratada, mientras que su estrategia contempla cubrir nuevos proyectos eléctricos con PPAs de largo plazo. No obstante, fallas en centrales eficientes la exponen a satisfacer la demanda eléctrica contratada mediante compras al mercado *spot* o generación propia de mayor costo.

ENGIE ENERGÍA CHILE en 2019 inició una nueva estrategia, enfocada hacia el desarrollo de energías ERNC más competitivas, junto con la diversificación de negocios, cierre y/o conversión de centrales termoeléctricas. En base a lo anterior, la compañía ha construido y/o adquirido cerca de 0,5 GW con COD entre 2021-2022 y otros 1,35 GW en desarrollo con COD esperado para 2024-2026. En base a las nuevas inversiones, se espera que la capacidad actual aumente de 2,5 GW a 3,4 GW en 2026, donde el 59% provendría de activos ERNC, sin generación a carbón. Actualmente el 32% de la energía generada proviene de tecnología renovable. Asimismo, la empresa ha renegociado algunos de sus principales contratos PPAs con compañías mineras a menores precios, pero extendiendo los plazos y adaptando sus indexadores a CPI, de forma gradual en línea con el mercado y su futuro parque generador. Ante eventuales descalces y compras al mercado *spot*, también la compañía ha firmado PPAs de compra con diversos generadores, asegurando un 20% de la capacidad contratada, mitigando parcialmente dicha exposición.

Dado un año 2022 altamente desafiante con la merma en la generación de caja y el aumento del endeudamiento, Feller Rate consideró dicha situación como escenario base de clasificación de la revisión anterior, junto con la expectativa de mejora en 2023, hecho que se ha materializado durante todo este año. De esta forma, a septiembre de 2023, el Ebitda de la compañía alcanzó los US\$ 314 millones aumentando un 176% con respecto a septiembre de 2022, debido a mayores precios monómicos para clientes libres y regulados producto del aumento en los indexadores y una recuperación en las ventas físicas de clientes regulados. Asimismo, las ventas físicas totales disminuyeron un 1% en igual periodo a pesar del aumento de la demanda regulada en un 6% que no logró compensar la importante caída del mercado *spot* de 49%, y la menor generación bruta disponible. Asimismo, destaca el acuerdo con su proveedor de gas dada la disputa por un cargo de GNL que no fue despachado en 2021, impactando positivamente en US\$ 17 millones en el primer semestre de 2022, lo cual fue superado en ventas en 2023. Adicionalmente, los costos de la operación junto con los gastos de administración y ventas aumentaron un 8,5% con respecto a septiembre de 2022, explicado, principalmente, por las mayores compras al *spot* (junto con valores históricamente altos), y la contribución de generación propia de gas y carbón a precios que comenzaron a disminuir significativamente durante en segundo trimestre del año lo cual permitió compensar en parte el aumento del volumen de compra de GN a mayores precios relativos.

En este periodo, ENGIE ENERGÍA CHILE exhibió un indicador deuda financiera sobre Ebitda de 4,7 veces y una cobertura de gastos financieros de 3,1 veces, parámetros relativamente fortalecidos con respecto al periodo anterior, en línea con la expectativa de fortalecimiento relativo para 2023. Asimismo, Feller Rate considera que se mantenga esta recuperación y conversión hacia niveles cercanos a las 3,5 veces junto con una estrategia comercial de respaldo de compras de energía a través de PPAs y el reemplazo de unidades menos eficientes con tecnología ERNC, en el periodo 2024-2025, en línea con la categoría asignada.

Analista: Nicolás Martorell
Nicolas.martorell@feller-rate.com

La empresa muestra una amplia flexibilidad financiera, gracias a la “Satisfactoria” posición de liquidez, acceso a diversas fuentes de financiamiento, destacando la monetización de las facturas ligadas al mecanismo PEC1 y PEC 2, diversos préstamos con bancos y organismos multilaterales junto con su estructura de vencimientos de largo plazo. Asimismo, si bien se aprecia un plan de inversiones mayor que con respecto a otros años, esta posición incorpora líneas de bonos de 10 y 30 años por hasta UF 10 millones cada una, destinadas principalmente al refinanciamiento de pasivos, al financiamiento del plan de inversiones del emisor y a otros fines generales, junto con el importante acceso al mercado financiero y flexibilización en el reparto de dividendos.

PERSPECTIVAS: ESTABLES

ESCENARIO BASE: Las perspectivas incorporan el financiamiento de su plan estratégico donde la compañía mantendría una estrategia de carácter mixto, tanto con fondos propios como nueva deuda, la cual mantendría los indicadores crediticios en su límite superior en los próximos periodos. Considera el acceso al mercado, los mayores desafíos que se podrían gatillar ante eventual aceleración del plan de inversiones y la correcta ejecución de este, junto con la generación de Ebitda, la cual estuvo presionada en 2022, con expectativas de mejora hacia los años 2023-2024.

ESCENARIO AL ALZA: Esto se considera poco probable, dada la presión actual sobre las métricas crediticias y el alto plan de inversiones que lleva la compañía.

ESCENARIO DE BAJA: Esto se daría ante una aceleración en el plan de descarbonización del Estado que impacten la operación, un descalce en su posición comercial con mayor exposición al *spot* o la no renovación de contratos PPAs, o bien, en los indicadores crediticios, presionándolos por sobre su estructura esperada. En definitiva, una desviación en los tiempos de recuperación que mantenga métricas desalineadas por mayor tiempo o métricas por sobre las 4,0 veces de forma estructural también generarían una revisión a la baja. Asimismo, una mayor presión sobre la política de dividendos podría ser un gatillo hacia la baja, considerando la flexibilidad esperada sobre este tipo de reparto.

FACTORES SUBYACENTES A LA CLASIFICACIÓN

PERFIL DE NEGOCIOS: SATISFACTORIO

- Satisfactoria posición del parque generador competitivo migrando hacia tecnologías ERNC.
- Satisfactoria diversificación operacional y geográfica.
- Gestión comercial basada en contratación eficiente de largo plazo y cláusulas de indexación, con cierto grado de diversificación de clientes de adecuada calidad crediticia.
- Eventual exposición de compras al spot ante indisponibilidad de centrales eficientes o retrasos en sus proyectos.
- Exposición a precios de combustibles mitigado en parte gracias a contratos de largo plazo.
- Industria competitiva e intensiva en capital con riesgos técnicos inherentes (I.e. Desacoples, vertimientos, entre otros)

POSICIÓN FINANCIERA: SATISFACTORIA

- Capacidad de generación de caja expuesta a condiciones del sistema y a calce de la posición comercial contratada.
- Indicadores financieros presionados ante menor generación de Ebitda y mayor deuda, pero con señal de recupero en 2023.
- Satisfactoria posición de liquidez y flexibilidad de política de reparto de dividendos por parte del controlador

ESTRUCTURA DE PROPIEDAD

ENGIE ENERGÍA CHILE es controlada por Engie (ex GDF Suez) con un 59,99% de participación. El resto de la propiedad accionaria se encuentra en fondos de pensiones nacionales y otros inversionistas locales e internacionales.

PERFIL DE NEGOCIOS

| SATISFACTORIO

ENGIE ENERGÍA CHILE es un holding operativo que cuenta con activos de generación y transmisión eléctrica y, en menor medida, transporte de gas natural. El 29 de diciembre de 2009, Engie (ex Grupo Suez) y Codelco fusionaron los activos que compartían en el norte del país, dando como resultado la actual estructura de la compañía.

CONGELACION TARIFARIA CON EFECTOS RELACIONADOS AL CAPITAL DE TRABAJO

A fines de 2019 con el objeto de estabilizar las tarifas de clientes finales, se promulgó la ley PEC. La cual “congela” las tarifas reguladas, en pesos chileno, manteniendo aquellas contenidas en el último decreto PNP (de H1-2019). De esta forma, los saldos derivados del mecanismo se iban contabilizando y registrando debidamente en los decretos de precio de nudo, para cada contrato de cada generador, con la finalidad de luego ser devueltos a contar del presente año.

Dicho desfase en la facturación ha generado impactos en el capital de trabajo de la compañía relacionados a cuentas por cobrar en este concepto. No obstante, esto se encuentra mitigado en parte gracias a la estrategia del mantenimiento al acceso al mercado financiero. En línea con lo anterior, en enero de 2021, la compañía alcanzó un acuerdo con Goldman Sachs y el IDB invest para la venta y cesión de dichas cuentas por cobrar. En línea con lo anterior, la compañía y su filial Eólica Monte Redondo vendieron cerca de US\$ 272,9 millones de cuenta por cobrar a Chile Electricity PEC SpA, dado el acuerdo con Goldman Sachs, IDB y Allianz, para la venta y cesión de dichas facturas. Al 30 de septiembre de 2023, Engie no posee saldos por cobrar de PEC 1 finiquitando dicho mecanismo.

El 2 de agosto de 2022 se publicó la Ley 21.472 (PEC 2), con la misma finalidad de estabilizar las tarifas en 2022 y permitir alzas graduales durante la próxima década. En este caso también se creó un fondo de estabilización tarifaria de US\$ 1.800 millones, donde la diferencia entre el precio a cliente final y la del PPA hacia el generador la calcularía el coordinador mediante un nuevo instrumento denominado Documento de Pago, emitido en forma mensual por la Tesorería General de la República a las empresas de generación de energía eléctrica, en dólares estadounidenses, reajutable, cedible, con fecha de vencimiento máxima al 31 diciembre de 2032 y con garantía estatal, permitiendo también la monetización con menor riesgo. El 30 de agosto de 2023, la compañía concretó la venta de los primeros documentos de pago por US\$ 200 millones, los cuales permitieron mejorar los niveles de endeudamiento. Asimismo, se espera que la venta de documentos restantes tenga cierta estabilidad bimensual desde octubre de este año.

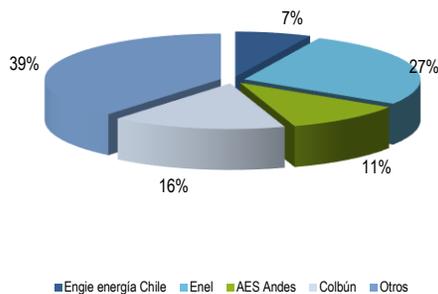
POSICIÓN RELEVANTE EN EL MERCADO, JUNTO CON ABASTECIMIENTO DE COMBUSTIBLES DE LARGO PLAZO

La compañía desarrolla sus actividades comerciales en el SEN, concentrándose en la generación de energía eléctrica a través de varias centrales generadoras, que totalizan una potencia instalada bruta de 2.544 MW al 30 de septiembre de 2023, equivalente al 7% de la capacidad del mercado. Su parque generador se compone de unidades térmicas y renovables.

La compañía mantiene contratos de largo plazo de compra de gas natural licuado con proveedores internacionales de GNL. ENGIE ENERGÍA CHILE también mantiene un contrato *take or pay* hasta el año 2026 con GNL Mejillones, donde esta última se obliga a prestar a ENGIE ENERGÍA CHILE, en su terminal de GNL en Mejillones, los servicios de recepción, almacenamiento y regasificación de gas

IMPORTANTE COMPETIDOR EN EL SEN POR CAPACIDAD INSTALADA

Sept. 23



natural licuado. Esto le permitirá contar con capacidad suficiente ante la mayor demanda esperada en la región, complementando más equilibradamente el mix de tecnologías.

La compañía ha logrado diversificar sus fuentes de suministro gracias a importaciones de gas natural desde Argentina desde el 1 de octubre de 2023 en modalidad firme, gracias a acuerdos comerciales con productores de GN por 400.000 m³/día utilizando la infraestructura de Transportadora de Gas del Sur S.A. y de Transportadora de Gas del Norte S.A.

DIVERSIFICACIÓN OPERACIONAL, CONCENTRADA EN PARQUE GENERADOR TERMOELÉCTRICO. NO OBSTANTE, DESCARBONIZÁNDOSE Y CON MIGRACIÓN HACIA MATRIZ ENERGÉTICA RENOVABLE.

La compañía cuenta con un parque generador compuesto por 26 unidades generadoras que operan a carbón, diésel, gas natural (con posibilidad de operar con combustible alternativo), hidro, solar y eólico.

Cerca de un 69%, en términos de potencia, operan a través de un perfil termoeléctrico (42% con carbón eficiente, 25% con gas natural y 2% diésel/fuel oil) el cual presenta un carácter menos competitivo, en términos de costos variables, que la generación renovable, exponiendo los costos variables de producción a la volatilidad de los combustibles. Sin embargo, esta diversificación le otorga flexibilidad para sustituir las fuentes de energía y un perfil mayoritariamente térmico le otorga un importante nivel de confiabilidad para cubrir contratos de venta de largo plazo con capacidad propia.

Con todo, la compañía ha desarrollado un plan de inversiones enfocado en la eliminación del carbón, dado que en 2019 su matriz Engie anunció la decisión de no construir nuevas plantas energéticas de carbón con la finalidad de reducir emisiones de carbono e incorporarse a la tendencia mundial de energía renovable en el largo plazo, de forma gradual.

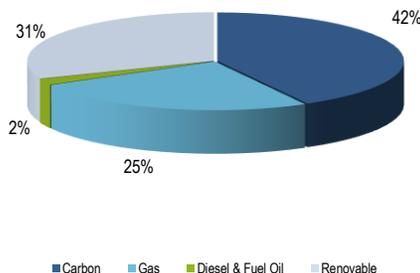
Además, la compañía ya ha desconectado varias unidades carboneras y ha anunciado la conversión a gas natural y biomasa de algunos activos:

- Desconexión de 170 MW de la unidad 12 y unidad 13 de Tocopilla, con *impairment* de US\$ 52 millones después de impuesto.
- También la compañía se comprometió a la desconexión de las unidades 14 (136 MW) y 15 (132 MW) al 31 de diciembre de 2021; sin embargo, el CEN le pidió mantenerlas en operaciones hasta al menos el 30 de junio de 2022. En este caso, el *impairment* fue de US\$ 63 millones después de impuestos, con efecto en resultados a junio de 2019. Con todo, se realizó la desconexión de la U14 en junio de 2022 y en septiembre la U15.
- En diciembre 2019, la compañía anunció el retiro de 334 MW de capacidad instalada de las unidades CTM1 y CTM2 de Mejillones (162 MW y 172 MW, respectivamente), previsto para 2025, anticipando la fecha inicial de retiro programada hacia 2040. El *impairment* fue de aproximadamente US\$ 70 millones después de impuestos, con efecto en resultados a diciembre de 2019.
- En abril de 2021, se anunció la reconversión de las unidades CTA (175 MW) y CTH (175 MW) para utilizar biomasa en lugar de carbón y la reconversión de la unidad IEM (375 MW), para utilizar gas en vez de carbón, con un costo total de US\$ 75 millones y fecha de finalización en el año 2026.

De esta forma, la compañía ha sido consistente en su nueva estrategia operacional, con un marco de nuevos proyectos de carácter renovable, con énfasis en tecnologías eólica y fotovoltaica, a lo largo del país, donde se han ingresado cerca de 0,8 GW en operación en 2023 más 0,5 GW de

PARQUE TERMOELECTRICO CONCENTRADO CON OBJETIVO DE DIVERSIFICACION HACIA ERNC

Sept. 23



DIVERSIFICACIÓN DE UNIDADES GENERADORAS

A diciembre de 2023

| Central | Tipo | Potencia Bruta (MW) |
|--------------------|--------------------|---------------------|
| El Águila | Solar fotovoltaica | 2 |
| Chapiquiña | Hidroeléctrica | 11 |
| P. Camarones | Solar fotovoltaica | 6 |
| Diesel Back up | Diesel | 55 |
| Baterías Arica | Solar Fotovoltaica | 2 |
| U16 | Gas natural | 394 |
| CTM3 | gas natural | 245 |
| CT Andina | Carbón | 177 |
| CT Hornitos | Carbón | 178 |
| IEM | Carbón | 375 |
| Los Loros | Sola Fotovoltaica | 54 |
| Andacollo | Solar Fotovoltaica | 1 |
| Monte Redondo | Eólica | 48 |
| Laja | Hidroeléctrica | 34 |
| Calama | Eólica | 151ac |
| Tamaya | Solar Fotovoltaica | 114ac |
| Parque Coya | Solar Fotovoltaica | 180ac |
| Parque Capricornio | Solar Fotovoltaica | 88ac |

viento y baterías BESS bajo construcción con COD esperado para 2024-2026 y 0,8 GW en desarrollo. En base a las nuevas inversiones, se espera que la capacidad actual aumente de 2,5 GW a 3,4 GW en 2026, donde el 59% provendría de activos ERNC, sin generación a carbón. Actualmente el 32% de la energía proviene de tecnología renovable.

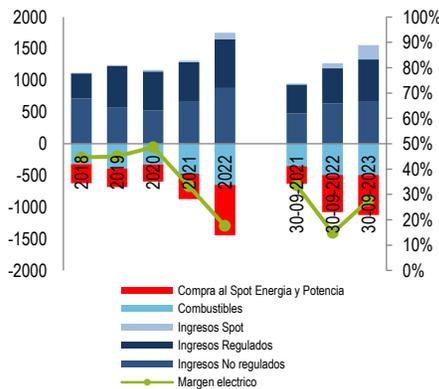
Destaca este año 2023 la entrada en operación comercial de la planta solar Coya (181,25 Mwac) la cual contará con un sistema BESS de 638 MWh de almacenamiento de energía al día, que se encuentra en construcción. También destaca la aprobación del proyecto BESS Tamaya (almacenamiento de 418 MWh de energía día con capacidad de 68 MW), de la DIA del proyecto Pampa Fidelia (336,6 MW, eólico, US\$ 645 millones) y del EIA del "Parque Fotovoltaico Libélula" (199 MW, US\$140 millones, fotovoltaico más almacenamiento BESS)

Asimismo, la compañía ha continuado también con su estrategia de crecimiento inorgánico, destacando la compra del 100% de distintas sociedades que alojan los activos: Parque eólico San Pedro I (en operación, 36 MW); Parque eólico San Pedro II (en operación, 65 MW); y un proyecto de energía eólica en desarrollo, con capacidad para instalar hasta 151 MW; todos ubicados en la comuna de Dalcahue, Chiloé, Región de Los Lagos.

Feller Rate espera que estas nuevas inversiones permitan complementar las tecnologías existentes, diversificar la matriz y mejorar la posición competitiva en lo referido a su curva de despacho. Asimismo, la compañía ha mantenido su estrategia ligada a invertir en nuevos proyectos siempre y cuando se encuentren respaldados a través de PPA's.

IMPORTANTE ESTABILIDAD DEL MARGEN ELECTRICO PRESIONADO EN 2021

US\$ miles / 2018-2023



POLÍTICA COMERCIAL DE CONTRATACIÓN DE PARQUE EFICIENTE, RENEGOCIACIONES DE PPAS CON CLIENTES MINEROS PERMITEN LA EXTENSIÓN DE SUS PLAZOS Y SE AJUSTAN HACIA NUEVO PARQUE GENERADOR DE LARGO PLAZO.

La gestión comercial de la empresa ha privilegiado históricamente los contratos de venta de largo plazo respaldados con capacidad eficiente, lo que otorga una mayor estabilidad esperada en los ingresos al reducir la exposición comercial de la compañía a un mercado spot potencialmente volátil. Ello se refleja en un alto porcentaje de su capacidad eficiente contratada lo que le permite generar adecuados márgenes relacionados a esos contratos con clientes libres. No obstante, fallas en centrales eficientes la exponen a satisfacer dicha demanda eléctrica contratada con generación propia de mayor costo o compras al mercado spot. Parte de los contratos cuentan con mecanismos que permiten traspasar dicho riesgo al cliente, de forma acotada.

Con respecto a sus clientes, la compañía mantiene un balance entre las ventas físicas a clientes regulados y clientes libres (43% y 57%, respectivamente a septiembre de 2023), otorgando una buena diversificación de las contrapartes. Asimismo, se espera una capacidad contratada de ventas en torno a los 12 TWh/año.

Con respecto a clientes regulados, desde el año 2012, empezaron a regir contratos por una duración de 15 años con el distribuidor eléctrico Emel S.A., alcanzando una componente base de 2.300 GWh/año en 2016. Destaca la reajustabilidad semestral del contrato (e intersemestral en caso de variaciones de +-10%) y su indexación al índice Henry Hub. Adicionalmente, en diciembre de 2014, la compañía se adjudicó el bloque de suministro N°3 para las distribuidoras eléctricas de la zona centro sur del país, compuesto por un componente base más adicional que alcanza un máximo 2.016 GWh/año a partir de enero de 2018, subiendo a un máximo de 5.040 GWh/año a partir de enero de 2019, por 15 años, a un precio de energía de US\$ 111,4/ MWh (precio actualizado).

Cabe destacar el comportamiento relativamente más predecible de los clientes regulados ligado al consumo eléctrico. Destaca la alta calidad crediticia y bajo riesgo de las empresas de distribución eléctrica en el país. No obstante, ante las últimas licitaciones de energía de las distribuidoras eléctricas y la caída en los precios, un importante grupo de clientes bajo régimen regulado empezó a migrar a régimen libre, lo cual impacta en la cantidad de energía demandada a través de las distribuidoras. Con todo, dicho crecimiento del sector regulado implica una mejora en los márgenes Ebitda, dado los mejores precios, lo que además se refuerza con la recepción de flujos desde TEN.

Con respecto a las ventas de energía y potencia para clientes libres, estas se concentran en grandes clientes mineros e industriales (i.e. Codelco, Minera El Abra, Minera Esperanza, etc.). Sin embargo, este aspecto se encuentra parcialmente contrarrestado por la buena posición crediticia de ellos y la estabilidad en la demanda por energía eléctrica asociada a los proyectos de inversión del sector minero.

Los contratos de ENGIE ENERGÍA CHILE tienen plazo promedio residual de 9 años al 30 de septiembre de 2023. Estos incluyen cláusulas de indexación de combustibles basadas en el mix de generación, CPI, costos marginales del Ex SING, costos de regulación y seguridad del sistema, entre otros, con reajuste mensual para casi todos los contratos. Esto ha permitido a ENGIE ENERGÍA CHILE mitigar en parte su exposición a la volatilidad de precios de los combustibles y otras variables. No obstante, durante los últimos 3 años la compañía renegoció importantes contratos de energía cuyo suministro provendrá de fuentes de energías renovables. Las principales características son un descuento en el precio, compensado por una extensión en la duración y que a partir del 2021 son ajustados a través de CPI, dejando atrás la indexación del carbón, privilegiando la reconversión hacia energías renovables, las cuales no tienen costo variable de generación asociada a combustibles. Asimismo, destaca la búsqueda y firma de nuevos contratos

con clientes privados que han migrado de regímenes regulados a tarifas más competitivas, logrando mantener una posición contratada plenamente.

Feller Rate considera consistente dicha conversión, ya que se encuentra en línea con la salida de sus tecnologías térmicas y la entrada de plantas ERNC. No obstante, eventuales retrasos en nuevos proyectos pueden generar descalces y la necesidad de compras al mercado spot, con eventuales consecuencias sobre sus márgenes, tal como se ha visto en periodos anteriores.

Con la finalidad de mitigar la exposición al spot por parte de compras a dicho mercado, la compañía ha firmado una serie de contratos con varios generadores que permiten cubrir el 20% de la generación contratada. De esta forma, se ha agregado cerca de 1.2 TWh adicional de back up PPAs en 2023. Destaca en 2020 el contrato con Enel Generación Chile por 12 años, donde ENGIE ENERGIA CHILE adquiere energía de fuentes renovables asegurando un precio competitivo y acotando la exposición de compra al spot, mejorando el *hedge* de largo plazo con respecto a su contrato PPA de venta con los distribuidores de la zona centro sur del país.

DIVERSIFICACIÓN HACIA NEGOCIOS DE TRANSMISIÓN QUE APORTAN ESTABILIDAD. NO OBSTANTE, BAJA CONTRIBUCION EN EL EBITDA

La compañía tiene 2.409 kms en líneas, 32 subestaciones junto con el 50% de Transmisora Eléctrica del Norte (TEN), convirtiéndose en un actor relevante en transmisión.

TEN es la sociedad donde se radica el proyecto correspondiente a la línea de trasmisión de carácter troncal SING-SIC que interconectó a ambos sistemas a través de línea de doble circuito de 500 kV CA de un largo de 600 km. entre Mejillones y Copiapó, donde ENGIE ENERGÍA CHILE y Red Eléctrica de España mantienen el 50%/50% de la propiedad.

Dicho vehículo no consolida con ENGIE ENERGÍA CHILE y fue financiado a través de financiamiento del tipo *project finance* sin recurso para el *sponsor*. La línea generaría un Ebitda anual en torno a los US\$ 80 millones y aportará flujos a la compañía una vez cumpla con el servicio de la deuda y los resguardos crediticios exigidos, fortaleciendo la generación de caja operacional de ENGIE ENERGÍA CHILE.

Debido al éxito y en búsqueda de una mayor diversificación asociada al negocio eléctrico, ENGIE ENERGÍA CHILE mantiene cerca de US\$ 25 millones en proyectos en AVI + COMA nacional y zonal, y ha mantenido una participación activa en licitaciones de transmisión nacional y zonal. La compañía se ha adjudicado proyectos por US\$ 171 millones para desarrollar y construir los próximo 3 años, su mayoría en la zona norte del país. Feller Rate espera que la compañía mantenga el desarrollo de estos nuevos negocios que aportan una alta estabilidad y bajo riesgo, donde los nuevos proyectos regulados contribuirían cerca de US\$ 10 millones al año.

MERCADO ALTAMENTE COMPETITIVO Y DESAFÍOS TÉCNICOS EN LA INDUSTRIA.

La generación, a diferencia de otros segmentos del sector eléctrico, es un negocio donde predominan los escenarios altamente competitivos, considerando los criterios de despacho eficiente a los sistemas interconectados y a lo referente a la licitación de contratos de suministro de energía.

Asimismo, los generadores están expuestos a una serie de riesgo técnicos inherentes a la industria, donde los mecanismos de fijación de precios, altos costos marginales, escenarios de altos precios de combustibles, sequía y riesgos de desacople y vertimiento, insuficiencia de infraestructura de transmisión para evacuación, se han vuelto más relevantes los últimos periodos

FACTORES ESG CONSIDERADOS DENTRO DE LA CLASIFICACION

— AMBIENTALES

Riesgos ligados a la descarbonización se encuentran gestionados dada la estrategia que lleva a cabo la compañía, dada la salida voluntaria de plantas carboneras, la reconversión de unidades y el crecimiento e inversiones ligadas a plantas ERNC para generar una matriz más renovable. Asimismo, destaca el financiamiento con el BID por US\$ 125 millones para financiar la construcción del Parque Eólico Calama en el marco de un programa que fomenta la aceleración del proceso de descarbonización de la compañía. No obstante, el riesgo de un aumento en la velocidad de descarbonización y una política de emisiones más estricta será relevante en la medida de que sean capaces de traspasar dichos costos a sus clientes.

La compañía posee cierto grado de exposición de su operación a cambios climáticos e hídricos. No obstante, la política comercial le ha permitido mantener una adecuada capacidad de generación de fondos, incluso en escenarios secos en Chile.

Con respecto al uso del agua, la compañía utiliza agua de mar en los procesos de enfriamiento de sus centrales termoeléctricas, devolviéndola bajo estrictos cumplimientos medioambientales. Cabe destacar que también la compañía posee una clara estrategia de sustentabilidad y compromisos plasmado en las directrices de su matriz.

— SOCIALES

El impacto en las comunidades ante proyectos se encuentra gestionado por estrategias ligadas a compensar las externalidades negativas que puedan surgir de este, considerando la ubicación de sus activos. Asimismo, la compañía mantiene una gestión activa con sus sindicatos, sin contar con huelgas con efectos materiales en la operación.

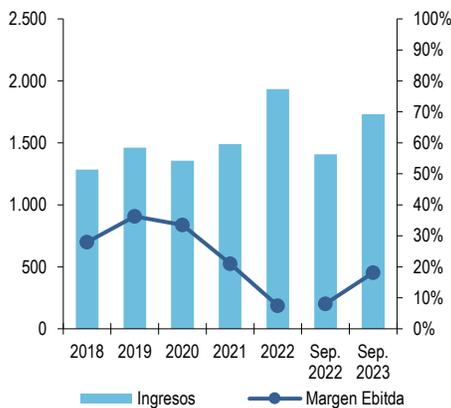
— GOBIERNOS CORPORATIVOS

Considera como suficientes aspectos de sus gobiernos corporativos, donde la compañía es administrada por un directorio que está conformado por 7 miembros, de los cuales 3 poseen el carácter de independientes. Además, el Directorio de la sociedad acordó constituir un Comité de Directores para los efectos del artículo 50 bis de la Ley 18.046, a pesar de no reunir la Sociedad, al 31 de diciembre de 2010, la distribución accionaria exigida para la aplicación del artículo 50 bis de la ley de Sociedades Anónimas, acogiéndose de forma voluntaria a las normas del referido artículo, de manera que la Sociedad cumpla con lo exigido en dicha disposición.

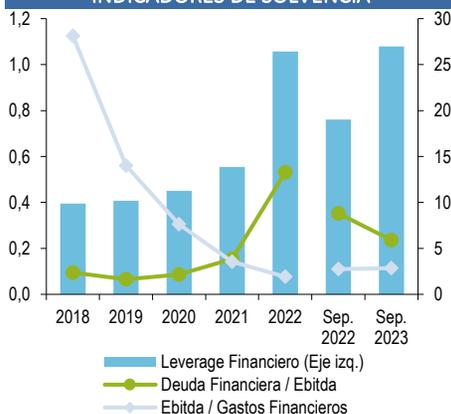
Respecto de la disponibilidad de información, posee un área de relación con los inversionistas y publica en su página web información significativa y abundante para sus accionistas como memoria anual, estados financieros trimestrales, presentaciones de resultados, hechos esenciales, plan de sustentabilidad y actas de juntas de accionistas, entre otros.

EVOLUCIÓN DE INGRESOS Y MÁRGENES

Ingresos en millones de US\$

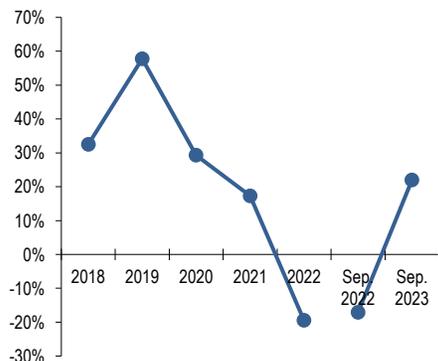


EVOLUCIÓN ENDEUDAMIENTO E INDICADORES DE SOLVENCIA



EVOLUCIÓN DE LA COBERTURA FCNOA SOBRE DEUDA FINANCIERA

FCNOA/Deuda Financiera



POSICION FINANCIERA

SATISFACTORIA

RESULTADOS Y MÁRGENES:

Márgenes y generación de flujos alineados con su perfil de negocios, exhibiendo estabilidad. No obstante, impacto en 2021-2022 ante alzas en los combustibles y precios spot con recuperación en 2023.

Al 30 de septiembre de 2023, los ingresos aumentaron un 23,1% con respecto a igual periodo del año anterior debido a mayores precios monómicos para clientes libres y regulados dado el aumento en los indexadores y una recuperación en las ventas físicas de clientes regulados. Producto de lo anterior, el precio monómico realizado para clientes no regulados alcanzó los US\$ 171,5 /MWh vs US\$ 129,6 /MWh en igual periodo del año anterior y para clientes libres subió desde US\$ 154,4 /MWh a US\$ 173,1 /MWh. Asimismo, las ventas físicas totales disminuyeron un 1% en igual periodo, a pesar del aumento de la demanda regulada en un 6% que no logró compensar la importante caída al mercado spot de 49%. Y la menor generación bruta disponible. Asimismo, destaca el acuerdo con su proveedor de gas dada una disputa por un cargo de GNL que no fue despachado en 2021, impactando positivamente en US\$ 17 millones en el primer semestre de 2022, lo cual fue superado en ventas en 2023.

Cabe destacar que la composición de ventas a clientes libres/regulados ha mantenido una composición más equilibrada alcanzado a septiembre de 2023 un 57%/42%, desde periodos anteriores donde alcanzaba rangos promedio entre un 75%/25%.

No obstante, los costos de la operación junto con los gastos de administración y ventas aumentaron un 8,5% con respecto a septiembre de 2022, explicado, principalmente, por las mayores compras al spot (junto con valores históricamente altos), y la contribución de generación propia de gas y carbón a precios que comenzaron a disminuir significativamente durante en segundo trimestre del año lo cual permitió compensar en parte el aumento del volumen de compra de GN a mayores precios relativos que los que señalaba el contrato que no fue honrado por el principal proveedor de gas en 2023.

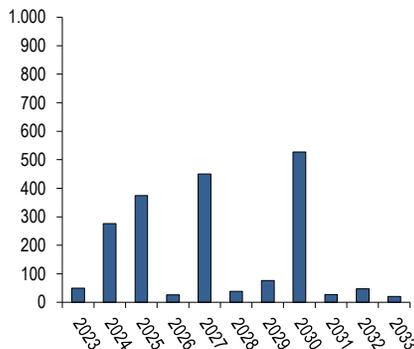
Cabe mencionar la falla en central IEM, la cual quedó fuera de operaciones desde el 24 de enero de 2023 hasta la primera quincena de mayo de 2023, donde se aprovechó de adelantar el mantenimiento programado de la central.

Con todo, el aumento en los ingresos más que compensó el aumento en los costos, lo cual impactó positivamente el Ebitda, alcanzando los US\$ 314 millones desde los US\$ 114 millones de septiembre de 2022, con un margen Ebitda cercano al 18,1 % a septiembre de 2023, en línea con un mejor margen eléctrico.

Feller Rate espera una generación de Ebitda en torno a los US\$ 400-500 millones anuales para los próximos años en un escenario base creciente, en línea con una capacidad contratada en torno a los 11,5-12 TWh/año, la cual debería tender a mejorar en base a la entrada de centrales ERNC de mejores márgenes.

Destaca la recuperación en la capacidad de generación de flujos de caja con respecto a su deuda financiera, manteniendo a septiembre de 2023 un valor anualizado de 22%, desde valores deficitarios en 2022, producto del impacto de las mayores necesidades de capital de trabajo. Feller Rate considera como clave la correcta gestión de la monetización de las cuentas por cobrar lo que ha permitido mitigar dichos riesgos.

PERFIL DE VENCIMIENTOS DE DEUDA BANCARIA Y BONOS



*Cifras en millones de US\$

PRINCIPALES FUENTES DE LIQUIDEZ

- Caja y equivalentes, a septiembre de 2023, por US\$ 237 millones.
- Una generación consistente con un margen Ebitda en el rango considerado en nuestro escenario base.
- Créditos comprometidos no utilizados

PRINCIPALES USOS DE LIQUIDEZ

- Amortización de obligaciones financieras acordes al calendario de vencimientos.
- CAPEX asociado al plan de inversiones
- Reparto de dividendos potencialmente flexibilizado.

ENDEUDAMIENTO Y COBERTURAS:

Indicadores crediticios presionados temporalmente, manteniendo buen acceso al mercado financiero

Al 30 de septiembre de 2023, la deuda financiera bruta de la compañía ascendió a US\$ 2.032 millones, aumentado con respecto a los últimos 12 meses, dado una mayor proporción de arrendamientos operativos por concesiones onerosas, la renovación de créditos de corto plazo con Santander y BCP por US\$ 80 millones, un nuevo crédito con Banco Estado por US\$ 50 millones, el desembolso de US\$ 93 millones del préstamo a 5 años del Santander por US\$ 170 millones, el desembolso de US\$ 200 millones de los US\$ 400 millones desde el IFC y DEG con correspondientes prepagos por US\$ 79,4 millones, y pagos de varios préstamos por US\$ 125 millones e intereses por US\$ 87,5 millones, mejorando el perfil de vencimientos y asegurando liquidez.

La estructura de deuda está conformada por US\$ 500 millones del bono Yankee colocado en enero de 2020 (bono bullet de 10 años, tasa de interés de 3,4%, intereses pagaderos semestralmente y capital amortizable en 2030, para refinanciar vencimiento por US\$ 400 millones de 2021), US\$ 350 millones, del bono Yankee colocado en 2014 (bullet 2025, con tasa de interés de 4,5% anual e intereses pagaderos semestralmente), créditos bancarios de distinta índole para financiamiento de activos, créditos verdes, capital de trabajo, por un total cercano a los US\$ 1.000 millones y US\$ 52 millones de leasing financiero para TEN (contrato que tiene TEN con ENGIE ENERGIA CHILE por peaje de línea dedicada). Asimismo, considera la aplicación de NIIF 16 de arrendamientos operativos por US\$ 104 millones.

Dicha estructura tiene acotada exposición al riesgo de tasa (15%) y mantiene un buen calce de monedas. Destacan los contratos de derivados que han sido tomados para cubrir los costos en pesos.

Destaca el perfil de vencimientos de deuda financiera preferentemente en el largo plazo, donde se esperan refinanciamientos importantes en 2025, 2027 y 2030.

En estos primeros nueve meses de 2023, ENGIE ENERGÍA CHILE exhibió un indicador deuda financiera sobre Ebitda de 4,7 veces y una cobertura de gastos financieros de 3,1 veces, parámetros que han presentado una mejora con respecto al debilitado 2022, en línea con lo esperado por esta clasificadora. Feller Rate considera que este año la compañía mantendrá ese indicador presionado en ese rango y continúe la recuperación hacia niveles cercanos a las 3,5-4,0 veces junto con una estrategia comercial de respaldo de compras de energía a través de PPAs y el reemplazo de unidades menos eficientes con tecnología ERNC, en el periodo 2024-2025, en línea con la categoría asignada.

LIQUIDEZ: SATISFACTORIA

El escenario de liquidez es "Satisfactorio" y considera como fuentes de fondos un Ebitda promedio estimado de 12 meses en torno a los US\$ 345 millones y una caja al 30 de septiembre de 2023 de US\$ 237 millones, contando con capacidad suficiente para cubrir vencimientos de pasivos financieros de corto plazo por cerca de US\$ 218 millones.

Destaca una política de liquidez de mantener en torno a los US\$ 100 millones en efectivo y equivalentes, con el fin de cubrir obligaciones de corto plazo. Asimismo, destaca la línea de crédito otorgada por su matriz Engie Austral S.A por US\$ 150 millones, girada en 2023 por US\$ 75 millones y prepagada.

Además, considera un capex base para el año 2023 cercano a los US\$ 450 millones, necesidades de capital de trabajo, junto con un reparto de dividendo más flexible en línea con un escenario de mayores inversiones. Esta posición incorpora el importante acceso al mercado financiero

demostrado en los últimos periodos y créditos comprometidos no utilizados por hasta US\$ 200 millones para el financiamiento del plan de inversiones del emisor y a otros fines generales.

CLASIFICACIÓN DE ACCIONES: PRIMERA CLASE NIVEL 2

La clasificación de las acciones en “Primera Clase Nivel 2” refleja la combinación entre su posición de solvencia (AA-) y factores como la liquidez de los títulos, aspectos de gobiernos corporativos, de transparencia y de disponibilidad de información del emisor. De esta forma, ENGIE ENERGÍA CHILE cuenta con una alta presencia ajustada del 100%, rotación en torno al 46% y un elevado free float de 40,01%.

El Directorio de la compañía está conformado por 7 miembros, de los cuales 3 poseen el carácter de independientes. Además, el Directorio de la sociedad acordó constituir un Comité de Directores para los efectos del artículo 50 bis de la Ley 18.046, a pesar de no reunir la Sociedad, al 31 de diciembre de 2010, la distribución accionaria exigida para la aplicación del artículo 50 bis de la ley de Sociedades Anónimas, acogiéndose de forma voluntaria a las normas del referido artículo, de manera que la Sociedad cumpla con lo exigido en dicha disposición.

Respecto de la disponibilidad de información, posee un área de relación con los inversionistas y publica en su página web información significativa y abundante para sus accionistas como memoria anual, estados financieros trimestrales, presentaciones de resultados, hechos esenciales y actas de juntas de accionistas.

| | 28 Dic. 2018 | 30 Dic 2019 | 21 Dic 2020 | 28 Dic. 2021 | 18 Nov. 2022 | 30 Dic. 2022 | Xx Dic. 2023 |
|----------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|------------------|
| Solvencia | AA- |
| Perspectivas | Estables | Estables | Positivas | Estables | Estables | Estables | Estables |
| Líneas de bonos | - | - | - | - | AA- | AA- | AA- |
| Acciones Serie Única | 1ª Clase Nivel 2 |

RESUMEN FINANCIERO CONSOLIDADO

Cifras en millones de dólares bajo IFRS

| | dic-17 | dic-18 | dic-19 | dic-20 | dic-21 | dic-22 | Sep. 2022 | Sep. 2023 |
|--|--------|--------|--------|--------|--------|--------|-----------|-----------|
| Ingresos Operacionales | 1.074 | 1.285 | 1.461 | 1.355 | 1.489 | 1.934 | 1.407 | 1.732 |
| Ebitda ⁽¹⁾ | 286 | 359 | 530 | 454 | 313 | 179 | 114 | 314 |
| Resultado Operacional | 148 | 224 | 373 | 274 | 127 | -11 | -25 | 178 |
| Ingresos Financieros | 3 | 6 | 5 | 3 | 2 | 17 | 15 | 20 |
| Gastos Financieros | -12 | -13 | -38 | -59 | -89 | -75 | -56 | -102 |
| Ganancia (Pérdida) Operaciones Discontinuas | | | | | | | | |
| Ganancia (Pérdida) del Ejercicio | 109 | 111 | 119 | 164 | 47 | -389 | -58 | 69 |
| Flujo Caja Neto de la Operación (FCNO) | 255 | 272 | 478 | 231 | 132 | -429 | -470 | 315 |
| Flujo Caja Neto de la Operación Ajustado (FCNOA) | 273 | 275 | 499 | 287 | 208 | -373 | -418 | 402 |
| FCNO Libre de Intereses Netos y Dividendos Pagados | 256 | 274 | 481 | 233 | 132 | -428 | -470 | 319 |
| Inversiones en Activos Fijos Netas | -494 | -224 | -155 | -185 | -209 | -197 | -149 | -381 |
| Inversiones en Acciones | 0 | -1 | -35 | -56 | | -116 | 0 | |
| Flujo de Caja Libre Operacional | -238 | 49 | 290 | -8 | -76 | -742 | -619 | -62 |
| Dividendos Pagados | -35 | -71 | -119 | -65 | -91 | | | |
| Flujo de Caja Disponible | -272 | -22 | 172 | -73 | -167 | -742 | -619 | -62 |
| Movimiento en Empresas Relacionadas | -30 | 20 | 22 | 8 | 8 | | | |
| Otros Movimientos de Inversiones | | -4 | -4 | -10 | -2 | -5 | -4 | 15 |
| Flujo de Caja Antes de Financiamiento | -302 | -6 | 189 | -75 | -161 | -747 | -622 | -47 |
| Variación de Capital Patrimonial | | | | | 24 | | | |
| Variación de Deudas Financieras | 100 | -10 | -13 | 68 | 119 | 663 | 477 | 133 |
| Otros Movimientos de Financiamiento | 2 | 0 | -2 | 1 | -1 | 1 | -1 | 4 |
| Financiamiento con Empresas Relacionadas | | | | | | | | |
| Flujo de Caja Neto del Ejercicio | -200 | -17 | 175 | -6 | -20 | -83 | -147 | 91 |
| Caja Inicial | 278 | 78 | 64 | 241 | 235 | 216 | 216 | 132 |
| Caja Final | 78 | 62 | 239 | 235 | 216 | 132 | 69 | 223 |
| Caja y Equivalentes ⁽²⁾ | 81 | 62 | 240 | 235 | 216 | 150 | 71 | 237 |
| Cuentas por Cobrar Clientes | 122 | 162 | 170 | 247 | 251 | 546 | 430 | 543 |
| Inventario | 130 | 159 | 116 | 77 | 158 | 264 | 311 | 204 |
| Deuda Financiera | 849 | 844 | 864 | 978 | 1.205 | 1.917 | 1.628 | 2.032 |
| Activos Clasificados para la Venta | | | | | | | | |
| Activos Totales | 3.364 | 3.463 | 3.508 | 3.721 | 3.999 | 4.328 | 4.295 | 4.639 |
| Pasivos Clasificados para la Venta | | | | | | | | |
| Pasivos Totales | 1.299 | 1.325 | 1.384 | 1.553 | 1.827 | 2.514 | 2.156 | 2.757 |
| Patrimonio + Interés Minoritario | 2.065 | 2.138 | 2.124 | 2.168 | 2.172 | 1.814 | 2.139 | 1.883 |

(1) Ebitda = Resultado Operacional + Amortizaciones y depreciaciones

(2) Incluye cuotas de fondos.

(3) Indicadores anualizados a septiembre de 2022 /2023

PRINCIPALES INDICADORES

Cifras en millones de dólares bajo IFRS

| | 2017 | 2018 | 2019 | 2020 | 2021 | 2022 | Sep. 2022 | Sep. 2023 |
|-------------------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|-----------|-----------|
| Margen Bruto (%) | 18,0% | 21,7% | 28,7% | 23,0% | 11,9% | 1,7% | 0,4% | 12,2% |
| Margen Operacional (%) | 13,8% | 17,5% | 25,5% | 20,2% | 8,6% | -0,6% | -1,8% | 10,3% |
| Margen Ebitda (%) | 26,6% | 28,0% | 36,3% | 33,5% | 21,0% | 9,2% | 8,1% | 18,1% |
| Rentabilidad Patrimonial (%) | 5,3% | 5,2% | 5,6% | 7,5% | 2,2% | -21,4% | -2,3% | -13,9% |
| Costo/Ventas | 82,0% | 78,3% | 71,3% | 77,0% | 88,1% | 98,3% | 99,6% | 87,8% |
| Gav/Ventas | 4,2% | 4,3% | 3,1% | 2,8% | 3,4% | 2,2% | 2,2% | 2,0% |
| Días de Cobro | 41,0 | 45,3 | 41,9 | 65,7 | 60,6 | 101,7 | 85,8 | 86,5 |
| Días de Pago | 65,9 | 57,6 | 65,8 | 71,5 | 72,1 | 43,5 | 40,0 | 56,9 |
| Días de Inventario | 53,0 | 56,9 | 40,1 | 26,4 | 43,5 | 50,0 | 63,7 | 36,4 |
| Endeudamiento Total | 0,6 | 0,6 | 0,7 | 0,7 | 0,8 | 1,4 | 1,0 | 1,5 |
| Endeudamiento Financiero | 0,4 | 0,4 | 0,4 | 0,5 | 0,6 | 1,1 | 0,8 | 1,1 |
| Endeudamiento Financiero Neto | 0,4 | 0,4 | 0,3 | 0,3 | 0,5 | 1,0 | 0,7 | 1,0 |
| Deuda Financiera / Ebitda (vc) | 3,0 | 2,4 | 1,6 | 2,2 | 3,8 | 10,7 | 8,8 | 5,4 |
| Deuda Financiera Neta / Ebitda (vc) | 2,7 | 2,2 | 1,2 | 1,6 | 3,2 | 9,9 | 8,4 | 4,7 |
| Ebitda / Gastos Financieros (vc) | 24,6 | 28,1 | 14,0 | 7,6 | 3,5 | 2,4 | 2,8 | 3,1 |
| FCNOA / Deuda Financiera (%) | 32,2% | 32,6% | 57,8% | 29,3% | 17,3% | -19,4% | -17,1% | 22,0% |
| FCNOA / Deuda Financiera Neta (%) | 35,6% | 35,1% | 79,9% | 38,6% | 21,0% | -21,1% | -17,9% | 24,9% |
| Liquidez Corriente (vc) | 1,1 | 1,4 | 1,4 | 1,4 | 1,6 | 1,3 | 1,5 | 1,6 |

CARACTERÍSTICAS DE LOS INSTRUMENTOS

| ACCIONES | Serie Única |
|---------------------------------|---|
| Presencia Ajustada (1) | 100% |
| Free Float(1) | 40,01% |
| Rotación (1) | 46,23% |
| Política de dividendos efectiva | 30-100% |
| Directores Independientes | 3 director independiente de un total de 7 |

(1) Al 30 de noviembre de 2023

| LINEA DE BONOS | 1.124 | 1.125 |
|---|--|--|
| Fecha de inscripción | - | - |
| Monto de la línea | UF 10 millones | UF 10 millones |
| Plazo de la línea | 10 años | 30 años |
| Series vigentes inscritas al amparo de la línea | A | b |
| Covenants | Mantener un Patrimonio Mínimo de mil doscientos cincuenta millones de dólares. (US\$1.250 millones) | Mantener un Patrimonio Mínimo de mil doscientos cincuenta millones de dólares. (US\$1.250 millones) |
| Conversión | No contempla | No contempla |
| Resguardos | Suficientes | Suficientes |
| Garantías | No hay garantías específicas salvo el derecho de prenda general del acreedor del artículo 2.465 y 2.469 del Código Civil | No hay garantías específicas salvo el derecho de prenda general del acreedor del artículo 2.465 y 2.469 del Código Civil |

| SERIES DE BONOS VIGENTES | Serie A | Serie B |
|-----------------------------|----------------|----------------|
| Al amparo de Línea de Bonos | 1.124 | 1.125 |
| Monto máximo de la Emisión | UF 4 millones | UF 4 millones |
| Plazo de amortización | 9 años | 10 años |
| Amortizaciones | Al vencimiento | Al vencimiento |
| Fecha de Vencimiento | 15-09-2032 | 15-09-2032 |
| Pago de Intereses | Semestral | Semestral |
| Tasa de Interés | 4,30% | 4,30% |
| Rescate Anticipado | Sept 2025 | Sept 2025 |
| Conversión | No contempla | No contempla |
| Resguardos | Suficientes | Suficientes |
| Garantías | No tiene | No tiene |

NOMENCLATURA DE CLASIFICACIÓN

CLASIFICACIÓN DE SOLVENCIA Y TÍTULOS DE DEUDA DE LARGO PLAZO

- Categoría AAA: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.
- Categoría AA: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una muy alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, la cual no se vería afectada en forma significativa ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.
- Categoría A: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una buena capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es susceptible de deteriorarse levemente ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.
- Categoría BBB: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una suficiente capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es susceptible de debilitarse ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía.
- Categoría BB: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con capacidad para el pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es variable y susceptible de deteriorarse ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía, pudiendo incurrirse en retraso en el pago de intereses y el capital.
- Categoría B: Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con el mínimo de capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, pero ésta es muy variable y susceptible de deteriorarse ante posibles cambios en el emisor, en la industria a que pertenece o en la economía, pudiendo incurrirse en pérdida de intereses y capital.
- Categoría C: Corresponde a aquellos instrumentos que no cuentan con capacidad suficiente para el pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, existiendo alto riesgo de pérdida de pérdida capital y de intereses.
- Categoría D: Corresponde a aquellos instrumentos que no cuentan con capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, y que presentan incumplimiento efectivo de pago de intereses y capital, o requerimiento de quiebra en curso.
- Categoría E: Corresponde a aquellos instrumentos cuyo emisor no posee información suficiente o representativa para el período mínimo exigido y además no existen garantías suficientes.

Adicionalmente, para las categorías de riesgo entre AA y B, la Clasificadora utiliza la nomenclatura (+) y (-), para otorgar una mayor graduación de riesgo relativo.

TÍTULOS DE DEUDA DE CORTO PLAZO

- Nivel 1 (N-1): Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con la más alta capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados.
- Nivel 2 (N-2): Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una buena capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados.
- Nivel 3 (N-3): Corresponde a aquellos instrumentos que cuentan con una suficiente capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados.
- Nivel 4 (N-4): Corresponde a aquellos instrumentos cuya capacidad de pago del capital e intereses en los términos y plazos pactados, no reúne los requisitos para clasificar en los niveles N-1, N-2 o N-3.
- Nivel 5 (N-5): Corresponde a aquellos instrumentos cuyo emisor no posee información representativa para el período mínimo exigido para la clasificación, y además no existen garantías suficientes.

Adicionalmente, para aquellos títulos con clasificaciones en Nivel 1, Feller Rate puede agregar el distintivo (+).

Los títulos con clasificación desde Nivel 1 hasta Nivel 3 se consideran de "grado inversión", al tiempo que los clasificados en Nivel 4 como de "no grado inversión" o "grado especulativo".

ACCIONES

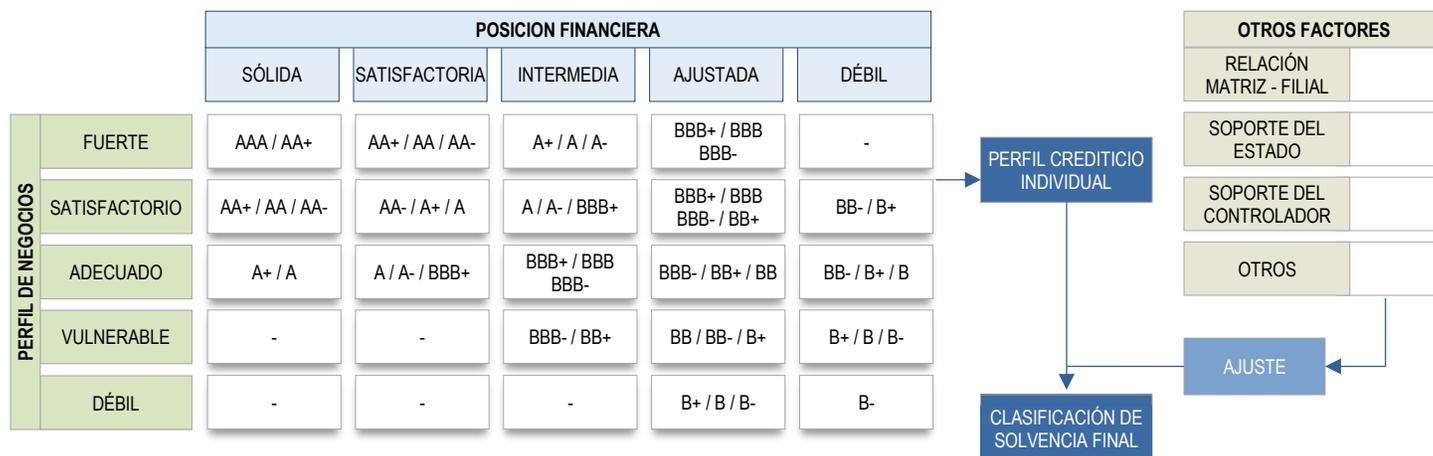
- Primera Clase Nivel 1: Títulos con la mejor combinación de solvencia y otros factores relacionados al título accionario o su emisor.
- Primera Clase Nivel 2: Títulos con una muy buena combinación de solvencia y otros factores relacionados al título accionario o su emisor.
- Primera Clase Nivel 3: Títulos con una buena combinación de solvencia y otros factores relacionados al título accionario o su emisor.
- Primera Clase Nivel 4: Títulos accionarios con una razonable combinación de solvencia, y otros factores relacionados al título accionario o su emisor.
- Segunda Clase (o Nivel 5): Títulos accionarios con una inadecuada combinación de solvencia y otros factores relacionados al título accionario o su emisor.
- Sin Información Suficiente: Títulos accionarios cuyo emisor no presenta información representativa y válida para realizar un adecuado análisis.

DESCRIPTORES DE LIQUIDEZ

- **Robusta:** La empresa cuenta con una posición de liquidez que le permite incluso ante un escenario de stress severo que afecte las condiciones económicas, de mercado u operativas cumplir con el pago de sus obligaciones financieras durante los próximos 12 meses.
- **Satisfactoria:** La empresa cuenta con una posición de liquidez que le permite cumplir con holgura el pago de sus obligaciones financieras durante los próximos 12 meses. Sin embargo, ésta es susceptible de debilitarse ante un escenario de stress severo que afecte las condiciones económicas, de mercado u operativas.
- **Suficiente:** La empresa cuenta con una posición de liquidez que le permite cumplir con el pago de sus obligaciones financieras durante los próximos 12 meses. Sin embargo, ésta es susceptible de debilitarse ante un escenario de stress moderado que afecte las condiciones económicas, de mercado u operativas.
- **Ajustada:** La empresa cuenta con una posición de liquidez que le permite mínimamente cumplir con el pago de sus obligaciones financieras durante los próximos 12 meses. Sin embargo, ésta es susceptible de debilitarse ante un pequeño cambio adverso en las condiciones económicas, de mercado u operativas.
- **Insuficiente:** La empresa no cuenta con una posición de liquidez que le permita cumplir con el pago de sus obligaciones financieras durante los próximos 12 meses.

MATRIZ DE RIESGO CREDITICIO INDIVIDUAL Y CLASIFICACIÓN FINAL

La matriz presentada en el diagrama entrega las categorías de riesgo indicativas para diferentes combinaciones de perfiles de negocio y financieros. Cabe destacar que éstas se presentan sólo a modo ilustrativo, sin que la matriz constituya una regla estricta a aplicar.



EQUIPO DE ANÁLISIS:

- Nicolás Martorell – Analista principal y Director Senior
- Andrea Faundez – Analista secundario

La opinión de las entidades clasificadoras no constituye en ningún caso una recomendación para comprar, vender o mantener un determinado instrumento. El análisis no es el resultado de una auditoría practicada al emisor, sino que se basa en información pública remitida a la Comisión para el Mercado Financiero, a las bolsas de valores y en aquella que voluntariamente aportó el emisor, no siendo responsabilidad de la clasificadora la verificación de la autenticidad de la misma.

La información presentada en estos análisis proviene de fuentes consideradas altamente confiables. Sin embargo, dada la posibilidad de error humano o mecánico, Feller Rate no garantiza la exactitud o integridad de la información y, por lo tanto, no se hace responsable de errores u omisiones, como tampoco de las consecuencias asociadas con el empleo de esa información. Las clasificaciones de Feller Rate son una apreciación de la solvencia de la empresa y de los títulos que ella emite, considerando la capacidad que ésta tiene para cumplir con sus obligaciones en los términos y plazos pactados.