



HUMPHREYS
CLASIFICADORA DE RIESGO

Enlasa Generación Chile S.A.

Anual desde Envío Anterior

ANALISTAS:
Diego Segovia C.
Paula Acuña L.
Aldo Reyes D.
diego.segovia@humphreys.cl
paula.acuna@humphreys.cl
aldo.reyes@humphreys.cl

FECHA
Octubre 2023

Isidora Goyenechea 3621, Piso 16, Las Condes, Santiago, Chile

Fono (+56) 2 2433 5200 • ratings@humphreys.cl

Humphreys Clasificadora De Riesgo • [@humphreyschile](https://twitter.com/humphreyschile)

Categoría de riesgo	
Tipo de instrumento	Categoría

Líneas de bonos y bonos	AA
Tendencia	Estable
EEFF base	30 de junio 2023

Líneas de deuda vigentes	
Línea de bonos a 10 años	Nº 772 de 13.12.2013
Serie B (BENGE-B)	Primera emisión
Serie D (BENGE-D)	Segunda emisión
Serie E (BENGE-E)	Segunda emisión

Estado de resultados individuales IFRS

Miles de US\$	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Total ingresos	20.938	25.090	19.686	64.673	90.170	30.581
Costo de ventas	-11.004	-15.114	-11.146	-49.082	-74.462	-23.080
Ganancia bruta	9.934	9.976	8.540	15.591	15.708	7.501
Gtos. de administración	-2.331	-3.286	-2.878	-2.993	-2.845	-1.222
Otros ingresos/otros gastos por función	54	-313	-94	-1214	693	-5
Resultado operacional	7.657	6.377	5.568	11.384	13.556	6.274
Gastos financieros	-1.638	-1.349	-1.175	-998	-1.233	-775
Resultado del ejercicio	4.117	3.447	3.463	6.976	9.127	4.114
EBITDA	11.452	10.290	9.242	16.584	18.785	8.826

Estado de situación financiera individual IFRS

Miles de US\$	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Activos corrientes	15.417	11.590	10.403	34.738	18.627	18.313
Activos no corrientes	106.129	102.695	98.997	100.249	109.643	121.492
Total activos	121.546	114.285	109.400	134.987	128.270	139.805
Pasivos corrientes	8.967	8.410	10.987	29.673	27.094	19.241
Pasivos no corrientes	37.046	32.106	29.369	34.067	28.747	44.252
Pasivos totales	46.013	40.516	40.356	63.740	55.841	63.493
Patrimonio	75.533	73.769	69.044	71.247	72.429	76.312
Patrimonio y pasivos	121.546	114.285	109.400	134.987	128.270	139.805
Deuda financiera	33.812	27.332	25.432	35.879	24.716	34.813

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación) es filial de Energía Latina S.A. y su objetivo es operar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), vendiendo potencia y energía; en este último caso, con ingresos altamente variables dado que sus plantas más relevantes generan en base a petróleo diésel (entrar en operación según las condiciones del mercado). La empresa cuenta con cuatro centrales térmicas, una solar (régimen de precios estabilizados) y actualmente gestionando 17 plantas de autogeneración. También, aunque aún con baja importancia en términos de ingresos, se prestan servicios a terceros relacionados al sector eléctrico.

Durante 2022, **Enlasa Generación** obtuvo ingresos por cerca de US\$ 90,2 millones, un 39,4% superior a lo obtenido en 2021, incremento explicado principalmente por el crecimiento en ventas de energía, los cuales representaron un 80,5%, mientras que la venta de potencia fue un 19,5% del total de ingresos. El EBITDA de la compañía fue de US\$ 18,8 millones y, según balance, cerró el año con una deuda financiera de US\$ 24,7 millones. A junio de 2023, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 30,6 millones y mantiene pasivos financieros por US\$ 34,8 millones.

Dentro de las principales fortalezas que dan sustento a la clasificación de **Enlasa Generación** en "Categoría AA" se ha considerado el bajo riesgo de su modelo de negocio que, dadas las condiciones actuales del sector eléctrico, implica que la compañía es capaz de generar un EBITDA "piso" por venta de potencia del orden de US\$ 10 millones¹, que, en el caso extremo de nulas ventas de energía, le permiten el pago de la deuda en todos los períodos, a excepción del año 2026 en donde se alcanzaría el equivalente al 91% de dicho vencimiento (no obstante, se cubriría íntegramente si para el cálculo del EBITDA sólo se incluyen los gastos de administración asociados al segmento de potencia). Adicionalmente, si dentro del EBITDA "piso" se incorpora los ingresos de las centrales renovables que operan bajo el sistema de precios estabilizados, se observa que **Enlasa Generación** dispone de holguras razonables para el pago de sus obligaciones en todos los períodos del calendario de vencimientos, excedentes que debiesen acrecentarse una vez se vayan consolidando las nuevas inversiones.

Debe considerarse la estabilidad de los ingresos por potencia, dado que la estructura de precio se determina para períodos de cuatro años y que cada seis meses se indexa el precio nudo de la potencia, debido a la actual estructuración de los precios. Por su parte, el régimen de precios estabilizados, como su nombre lo dice, tiene como objetivo reducir la fluctuación los ingresos por venta de energía (aplicado a centrales de pequeña escala).

En forma complementaria, la clasificación de riesgo incorpora la capacidad que presenta la empresa para incrementar su nivel de flujos por medio de la venta de energía a través de sus centrales de diésel en el mercado *spot*. En los hechos, desde el año 2018 hasta el segundo trimestre del 2023, el peso relativo de la

¹ Se considera dentro del EBITDA potencia todos los gastos de administración de la empresa, no obstante, la compañía posee actualmente nuevos proyectos en operación y construcción que generarían mayores gastos, por tanto si se considera el margen por venta de potencia este ronda los US\$ 14 millones.

venta de energía sobre el total de los ingresos ha variado entre un 17,3% a un 86,8%, alcanzando su *peak* en junio 2022, considerando que a partir de febrero de 2022 entra en operación su primera planta de generación solar que representó un 5,1% del volumen de energía generada en 2022.

Dentro del proceso de evaluación también se ha considerado que la compañía no mantiene contrato de ventas de energía por lo que no cuenta con clientes fijos predeterminados (considerando que las principales centrales (de diésel) solo son despachadas cuando el costo marginal del sistema es superior al declarado por cada central) y, por lo tanto, no presenta riesgo de incumplimiento o de variación en los costos de generación², tal como se puede observar en otras empresas del sector.

Otro elemento positivo considerado en el análisis es la existencia de una organización con conocimiento del sector eléctrico y de cuatro centrales distribuidas a lo largo del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Adicionalmente, se considera como un factor positivo la mayor diversificación de sus ingresos, teniendo en operación una planta de energía renovable y otra en estado de construcción con entrada en operación en 2024 a precio estabilizado, además de sus negocios de autogeneración, de transmisión y otros servicios complementarios a terceros.

Desde otra perspectiva, algunos aspectos restrictivos son eventuales aumentos en la capacidad instalada del SEN, cambios regulatorios y caídas en la demanda máxima de potencia que podrían influenciar negativamente en los ingresos. Con todo, se deja constancia que la deuda de la empresa, actualmente, está centrada en el mediano y corto plazo.

También la clasificación recoge como riesgos, posibles incumplimientos por parte de los operadores del SEN (dependiendo de su envergadura, el *rating* de éstos limita la clasificación de la empresa) y siniestros que pudiesen afectar las instalaciones de **Enlasa Generación** o el normal funcionamiento de las operaciones (aminorado de forma importante por seguros contratados y por la cantidad de motores con que la compañía cuenta).

La perspectiva de la clasificación es "*Estable*", por cuanto en el mediano plazo no se visualizan cambios de relevancia en los riesgos que afectan a la compañía.

Para la mantención de la clasificación, se hace necesario que una proporción de los negocios de la empresa presenten un EBITDA relativamente predecibles y en niveles iguales o superiores a los máximos vencimientos anuales de la deuda, todo dentro de un horizonte razonable de proyección.

En término de ESG, la empresa debe cumplir con una serie de normativas impuestas por las autoridades para la generación eléctrica en base a petróleo diésel, de esta forma, se han realizado declaraciones de impacto ambiental para dar cumplimiento a la legislación vigente, junto con seguimientos, control y fiscalización de sus procesos operativos.

² Aun cuando una central tenga contratado sólo su propia capacidad productiva, nunca está exenta de siniestros que la obliguen a recurrir al mercado spot.

Resumen Fundamentos Clasificación

Fortalezas centrales

- Ingresos por venta de potencia con muy bajo riesgo.
- Adecuado pago de los pasivos financieros ligado al flujo de caja del negocio de potencia.

Fortalezas complementarias

- Probabilidad de incrementar flujos por generación a través de *diesel*, inversiones de generación solar, transmisión y nuevos negocios.

Fortalezas de apoyo

- Entorno propicio para la venta de energía.
- Capacidad ejecutiva.
- Esfuerzos por diversificación de flujos futuros.

Riesgos considerados

- Riesgo regulatorio (con baja probabilidad de manifestarse en el corto-mediano plazo).
- Riesgo pago operadores del SEN (con baja probabilidad de ocurrencia con perjuicios de difícil determinación).
- Siniestro plantas (riesgo cuyo efecto sobre el emisor es susceptible de aminorar vía seguros y de baja probabilidad de ocurrencia, dado que son 159 motores generadores y 2 turbinas).
- Fuerte exceso de oferta de potencia de suficiencia inicial (muy bajo riesgo en el mediano plazo y aminorado por las necesidades de flexibilidad del sistema), además del impacto positivo provocado por efectos de la descarbonización.

Hechos recientes

Resultados a diciembre de 2022

Enlasa Generación obtuvo ingresos por US\$ 90,2 millones, de los cuales un 80,5% corresponde a ventas de energía, mientras que el 19,5% restante se originó por la venta de potencia.

Los ingresos por venta, en relación con el período anterior, aumentaron en un 39,4% producto, principalmente, de la incidencia de la venta de energía y el alza de los precios, alcanzando los 227,96 GWh frente a un 243 GWh durante 2021.

Los costos de venta, en concordancia con la mayor producción de energía, aumentaron un 51,7% alcanzando los US\$ 74,5 millones, así el margen bruto, como porcentaje de los ingresos, fue de 17,4%. El EBITDA de la empresa totalizó US\$ 18,8 millones, lo que representa un aumento de 13,3% respecto de 2021. La deuda financiera de la compañía finalizó en US\$ 24,7 millones con un patrimonio de US\$ 72,4 millones.

Resultados a junio 2023

En los primeros seis meses de 2023, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 30,6 millones lo que representa una disminución del 48,2% respecto a igual semestre de 2022. A la misma fecha, los costos de venta cayeron un 53% con respecto a igual periodo anterior.

Por consiguiente, el margen bruto cayó un 24,1% alcanzando los US\$ 7,5 millones respecto a junio de 2022. Así, el margen bruto sobre los ingresos culminó el primer semestre del año 2023 en 24,5%.

El EBITDA de la compañía concluyó el periodo en US\$ 8,8 millones, lo que representa una disminución de 23%, respecto a junio de 2022. El margen EBITDA, a junio de 2023, fue de 28,9%, mientras que a junio de 2022 era de 19,4%. La deuda financiera de la empresa ascendió a US\$ 34,8 millones a junio 2023, mientras que el patrimonio alcanzó los US\$ 76,3 millones.

Definición de categoría de riesgo

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.

Tendencia Estable

Corresponde a aquella clasificación que cuenta con una alta probabilidad que no presente variaciones a futuro.

Oportunidades y fortalezas

Suficiencia de los flujos altamente predecibles: Los flujos del emisor, por venta de potencia, son altamente predecibles y, dada las actuales condiciones del sector eléctrico, con baja exposición a bajas de relevancia en el mediano plazo. Entre 2018 y 2022, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado un EBITDA del orden de US\$ 9,4 millones, generando para diciembre 2022 US\$ 10 millones³. Si bien posee menores holguras en determinados años respecto a sus vencimientos, actualmente la empresa cuenta con

³ Se considera dentro del EBITDA potencia todos los gastos de administración de la empresa, entendiendo que existen otras unidades de negocio en las cuales se puedan prorratear, alcanzando así un mayor valor. Sin considerar los gastos de administración el margen del negocio de potencia ronda los US\$ 14 millones.

venta de energía renovable a través de su central Teno Solar, con alta probabilidad de despacho en el sistema a precio estabilizado, generando flujos más estables y seguros., Adicionalmente, se debe tener en consideración que el negocio de potencia absorbe todos los gastos de administración de la compañía, lo cual si se dividiera en todos los negocios, conllevaría a un EBITDA potencia superior, teniendo en cuenta que la mayor generación contribuye en un aumento de los gastos. Actualmente el máximo vencimiento anual de la deuda es el año 2026 por un monto cercano a los US\$ 11 millones, y el EBITDA de la potencia más de la venta de energía con precios estabilizados ascendería a US\$ 13 millones en 2023.

Venta potencial por generación: Dentro de un contexto de largo plazo es razonable esperar ingresos por este concepto, al margen que se traten de flujos esencialmente variables. Sin perjuicio de ello, en un horizonte de corto y mediano plazo, la eventual estrechez de oferta del Sistema Eléctrico Nacional, producto de la sequía o eventuales fallas de centrales junto con las nuevas inversiones de proyectos solares de **Enlasa**, ofrecen una alta probabilidad de venta de energía y, por ende, de mayores flujos para **Enlasa Generación**. Entre 2018 y 2022, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado ingresos por US\$ 27,2 millones con un EBITDA promedio de energía de US\$ 3,9 millones. A diciembre 2022, las ventas de este segmento ascendieron a US\$ 72,3 millones, mientras que a junio 2023, el segmento presenta un acumulado de US\$ 20,9 millones. Considerando que a partir de febrero de 2022 comienza a generar energía renovable lo que representó un 11,2% del volumen total generado por la compañía entre enero y junio de 2023.

En cuanto a las principales nuevas inversiones, se consideran los siguientes proyectos: Teno Solar (Etapa 2 con entrada en operación en 2023), Charcán Solar con entrada en operación en 2024, ampliación subestación de Central San Lorenzo y proyectos *Netbilling* (autogeneración) y otros servicios complementarios a terceros, lo que permitirá a la compañía una mayor diversificación de sus ingresos.

Diversidad geográfica de plantas: **Enlasa Generación** dispone de cuatro centrales a diésel que operan en el Sistema Eléctrico Nacional, distribuidas geográficamente en las zonas centro norte y centro sur del país, situadas en Diego de Almagro (central San Lorenzo, con una capacidad instalada de 68,5 MW y potencia máxima de 62,96 MW), Coquimbo (Central El Peñón, con una capacidad instalada de 98,9 MW y potencia máxima de 81,0 MW), Teno (Central Teno, con una capacidad instalada de 70,2 MW y potencia máxima de 59,0 MW) y Puerto Montt (Central Trapén, con capacidad instalada de 98,0 MW y potencia máxima de 81,0 MW). Además, para 2022 Teno Solar ha generado 20,0 GWh desde su entrada en operación comercial en febrero de 2022 hasta junio de 2023.

Factores de riesgo

Mercado regulado: Como toda entidad que participa en una industria regulada, la sociedad está expuesta a cambios legales que pueden afectar negativamente en la rentabilidad de su negocio. Algunas atenuantes son que en materia regulatoria en Chile tienden a predominar los criterios técnicos y que las condiciones actuales del mercado eléctrico (y aquellas esperadas para los próximos años) permiten presumir que la autoridad tendrá incentivos para no debilitar las centrales de respaldo al sistema.

En términos contingentes, en cuanto a la remuneración de potencia y a su reconocimiento en los sistemas que se discutía desde principios de 2023, en julio de este año el Ministerio de Energía informó que se modificará el actual Decreto Supremo 62 y no continuará la tramitación del DS3, indicando principalmente que se reconocerá el aporte a la potencia de suficiencia de los sistemas de almacenamiento y que el reconocimiento del aporte de potencia de las actuales plantas se mantendría igual, no afectando en este sentido a los flujos de potencia de **Enlasa**.

Riesgo crediticio sistema: Considerando que el pago por capacidad instalada es realizado por los operadores del SEN, la empresa no es inmune ante incumplimientos de alguna de las empresas que forman parte de esta (los tres principales generadores, que concentran más del 50%). Con todo, se entiende que por la importancia del suministro eléctrico para el país, la industria debe seguir operando.

Riesgo de capacidad disponible: Siempre existe la posibilidad que algún siniestro afecte a alguna de las plantas. No obstante, la existencia de seguros atenúa la exposición de la compañía a este riesgo y, además, el riesgo de que una planta completa salga de operación se atenúa toda vez que se dispone de 159 motores generadores y 2 turbinas de ciclo abierto.

Riesgo de aumento de la potencia de suficiencia inicial instalada: Un crecimiento mayor de la potencia de suficiencia inicial instalada, frente al crecimiento de la demanda eléctrica, podría afectar y disminuir los ingresos por potencia, ya que disminuye el factor de ajuste de demanda⁴, junto con restringir la probabilidad de generación de energía. Además, la construcción de nuevas centrales, con costos de generación más bajos, disminuiría las posibilidades de **Enlasa Generación** de despachar energía (aminorado, en parte, por sus nuevas inversiones en energía renovable), sin embargo, en caso contrario se debe considerar el efecto positivo que podría producir el actual proceso de descarbonización, el cual retira esas centrales del sistema, además de los altos precios del gas en algunos años.

A diciembre 2022, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene una potencia instalada de 33.218 MW aproximadamente.

Antecedentes generales

La empresa

Enlasa Generación vende potencia y energía al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel (Centrales San Lorenzo, El Peñón, Teno y Trapén) y su central solar Teno Solar con entrada en operación en 2022. En total, tiene una potencia nominal instalada de 343,6 MW equivalentes a 291,8 MW de potencia máxima, lo que corresponde a 0,9% de la potencia instalada en el SEN a diciembre de 2022.

⁴ El factor de ajuste de demanda es el cociente entre la demanda y la oferta de potencia de suficiencia inicial y afecta directamente los ingresos de potencia de todas las centrales (Ingresos de potencia = Precio de Potencia * Potencia de Suficiencia Inicial*Factor de ajuste de Demanda).

Adicionalmente a lo anterior, **Enlasa Generación** ha comenzado proyectos de *netbilling* o autogeneración, los cuales a la fecha presentan 17 plantas en operación, con una capacidad de 5,85 Mwp instalados y presencia en seis regiones del país. Asimismo, la firma ha inaugurado su "Centro de operaciones remotas 2.0" o "COR", el cual se basa en prestaciones de servicios de visualización del sistema interconectado, resumen de generación por tecnología y detalle de zonas de interés, tanto para la firma como para sus clientes. Por último, presta servicios de *Asset Management* y otros servicios complementarios a clientes finales.

La empresa es controlada, en un 99,9%, por Energía Latina. Por su parte, esta última tiene como principales propietarios, a septiembre de 2023, a:

Nombre	% de propiedad
Inversiones Mardos S.A.	23,70%
Penta Vida Cía. de Seguros de Vida S.A.	18,23%
DSMF Enlasa SpA.	11,08%

Energía Latina es controlada en base a un pacto controlador desde junio 2013, donde están presentes accionistas como FS Enlasa SpA, DSMF Enlasa Spa, Penta vida Compañía de Seguros de Vida S.A, Sociedad de Ahorro Villuco limitada y Sociedad de Ahorro Tenaya Dos Limitada, entre ellos poseen más del 50% de acciones de la sociedad y ejercen control de la sociedad actuando de forma coordinada, también poseen la atribución de elegir cuatro de los siete directores y establecer limitaciones a la libre cesibilidad de las acciones.

Estructura productiva

La sociedad cuenta con cuatro plantas generadoras a diésel y una solar que a junio 2023 ha generado 11,6 GWh, dos ubicadas en el norte del país, región de Atacama y Coquimbo, y tres en el sur, región del Maule y de Los Lagos. A ello se le suman 17 plantas en operación de autogeneración o *Net-Billing*, con presencia en seis regiones del país y con una capacidad de 5,85 MWp instalados.

Central	Ubicación	Capacidad Nominal Instalada	Potencia Máxima	Tecnología	Combustible	Capacidad Estanques /Autonomía Máxima	Fecha declaración comercial
San Lorenzo	Diego de Almagro	68,5 MW	63 MW	2 turbinas de 30 MW; 3 motores generadores de 2,5 MW; 1 motor generador de 1,0 MW.	Diesel	900 m ³ /37 hrs.	17/09/2009, 15/01/2010 y 09/2014

El Peñón	Coquimbo	98,9 MW	81,0 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 6 motores generadores de 1,15 MW; 2 motores generadores de 1 MW.	Diesel	2.000 m ³ / 100 hrs.	27/07/2009, 29/11/2009 y 09/2014
Teno	Teno	70,2 MW	59,0 MW	36 motores-generadores de 1,8 MW; 4 motores-generadores de 1,5 MW.	Diesel	800 m ³ /64 hrs	06-05-2009 y 01-04-2017
Teno Solar	Teno	10,4 MW	7,8MW	Paneles bifaciales de 440/445 Wp	Solar	No aplica	18-01-2023
Trapén	Pto. Montt	98,0 MW	81,0 MW	50 motores-generadores de 1,8 MW; 7 motores generadores de 1,14 MW	Diesel	2.000 m ³ / 117 hrs	24-02-2009

Composición de los flujos

Enlasa Generación presenta cuatro líneas de negocios: venta de potencia, venta de energía, venta de energía a clientes finales y otros ingresos por servicios.

Históricamente, dentro de sus líneas de negocio, ha destacado la venta de potencia con flujos estables y relativamente elevados, tanto en ingresos como en EBITDA. Sin embargo, desde 2021, producto de las condiciones particulares del mercado, se observa un significativo incremento en la importancia relativa de la venta de energía. De esta forma, en los últimos cinco años los ingresos por potencia han representado entre el 19,5% y el 82,7% del total, en el caso del EBITDA potencia, este porcentaje ha variado entre 50,9% y 96,2%.

La línea de negocio de venta de energía cuenta con una participación en los ingresos que ha variado en los últimos cinco años, entre un 17,3% y un 80,5% del total y, en términos de EBITDA energía, entre 3,8% y 49,1% del total. Se observa, en comparación con el pasado, una mayor proporción de ingresos por energía, ello por cuanto la compañía ha captado demanda que anteriormente cubrían centrales a carbón que han puesto término a sus operaciones. Las ventas de este segmento requieren de precios *spot* elevados. En junio 2023 se aprecia una disminución en las ventas alcanzando los MUS\$ 30.581, comparado con los MUS\$ 59.009 obtenidos a junio 2022.

En cuanto a los ingresos por otros servicios, esta línea de negocios presenta un muy bajo peso relativo en los ingresos totales de la empresa. En los hechos, su máxima variación histórica solo ha alcanzado un 1,4% a diciembre de 2020. A junio de 2023 representa un 0,3%.

Por último, en cuanto a venta de energía a clientes finales, el segmento que comienza desde 2023 alcanza un valor de US\$ 219 mil a junio 2023.

En las Ilustraciones 1 y 2 se muestra la evolución del ingreso y EBITDA, respectivamente, por líneas de negocios entre los años 2018 y 2022. A junio 2023, la distribución de ingresos por potencia y energía fue similar a la observada a diciembre 2021 y 2022, mostrando una composición que difiere con lo histórico en donde los ingresos por potencia representaban el grueso del total.

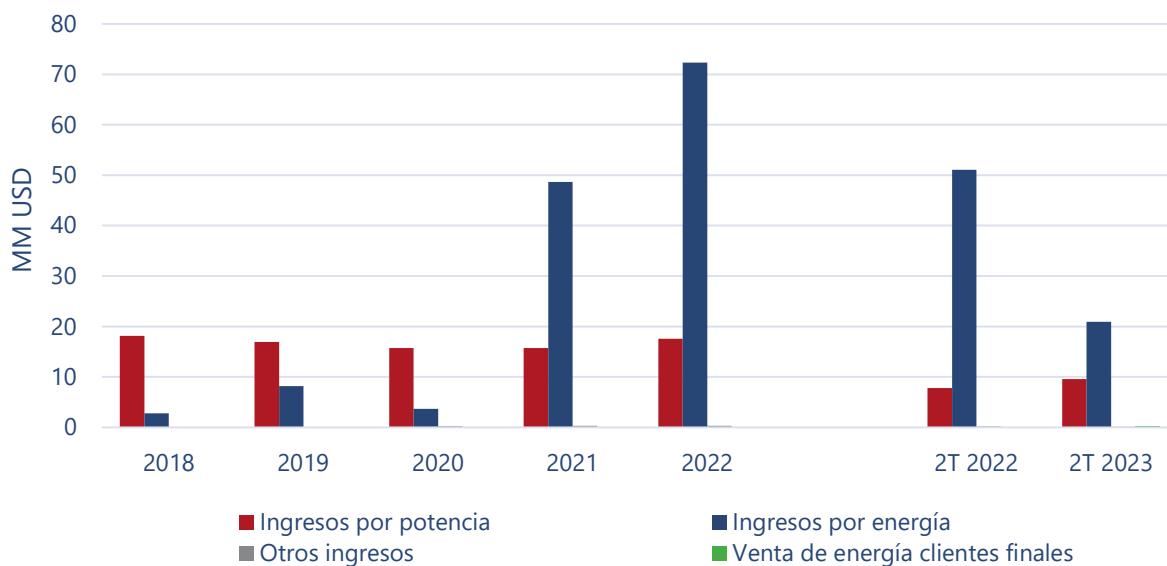


Ilustración 1: Estructura de ingresos por segmento

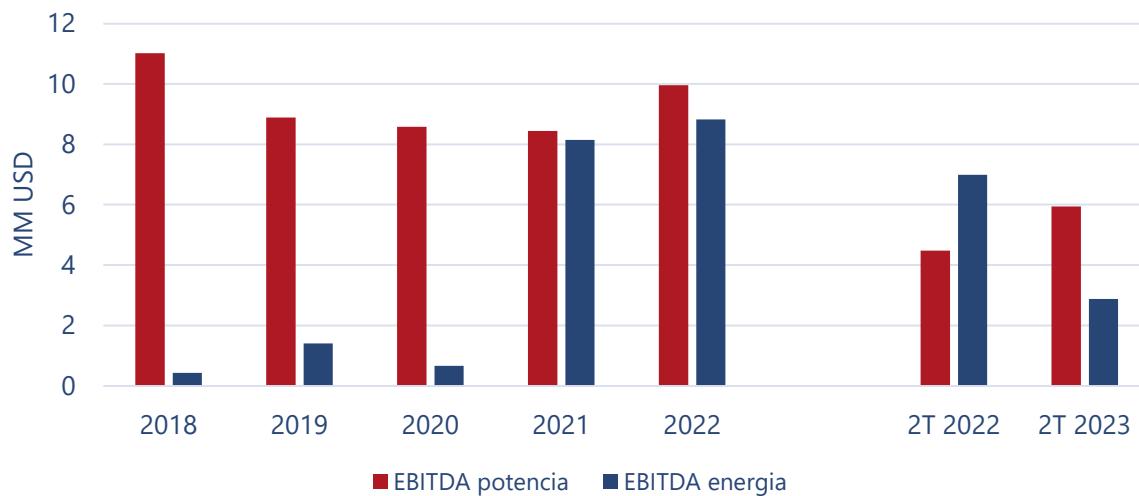


Ilustración 2: Estructura de EBITDA por segmento (potencia y energía)

Líneas de negocio

Como ya se mencionó, el emisor opera a través de cuatro líneas de negocio. A junio de 2023, los ingresos totales de **Enlasa Generación** totalizaron US\$ 30,6 millones. En términos de EBITDA total, en el mismo periodo, alcanzó US\$ 8,8 millones.

Segmento Potencia

El segmento de la venta de potencia corresponde a la capacidad instalada que posee **Enlasa Generación** en el SEN; esta es pagada por los generadores del sistema, independiente de los despachos realizados por cada central. Los pagos se efectúan mensualmente y el Coordinador Eléctrico Nacional determina a qué empresas de debe facturar la potencia en función de los déficits que tengan las empresas generadoras.

El valor corresponde al precio nudo de potencia, cuya estructura es fijada por la autoridad reguladora cada cuatro años e indexado cada seis meses.

Evolución de los ingresos y EBITDA

A diciembre de 2022, la venta de potencia representa aproximadamente el 19,5% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 17,6 millones (US\$ 15,7 millones a diciembre de 2021). El EBITDA de potencia a diciembre de 2022 alcanza US\$ 10 millones (US\$ 8,4 millones a diciembre de 2021). El margen EBITDA por potencia alcanzó un 56,8% en el año 2022.

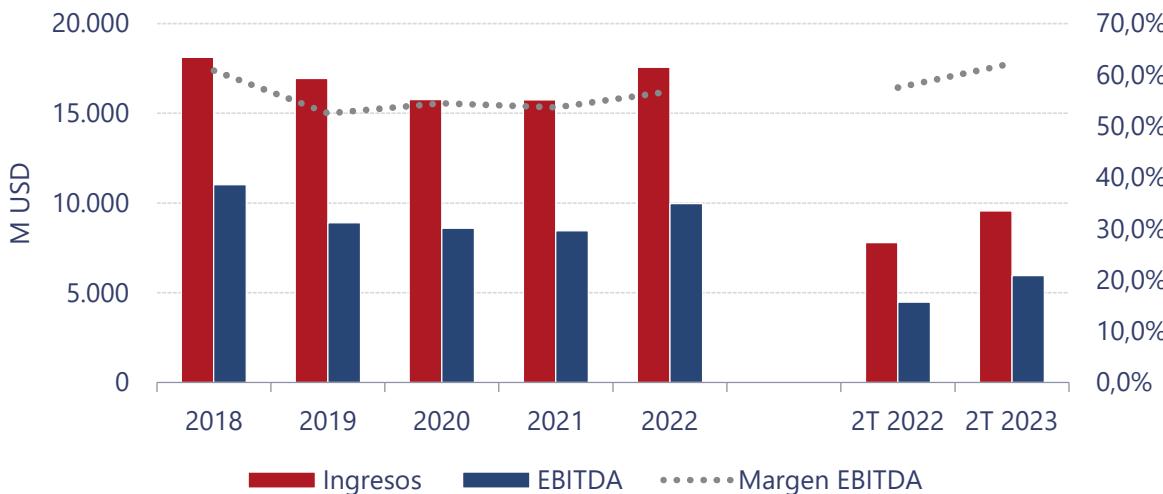


Ilustración 3: Evolución ingresos, EBITDA y Margen EBITDA potencia

Precio nudo de la potencia

La Ilustración 4 muestra la evolución del precio nudo de potencia del subsistema Diego de Almagro, Pan de Azúcar, Itahue y Puerto Montt entre los años 2018 y 2023 de forma semestral.

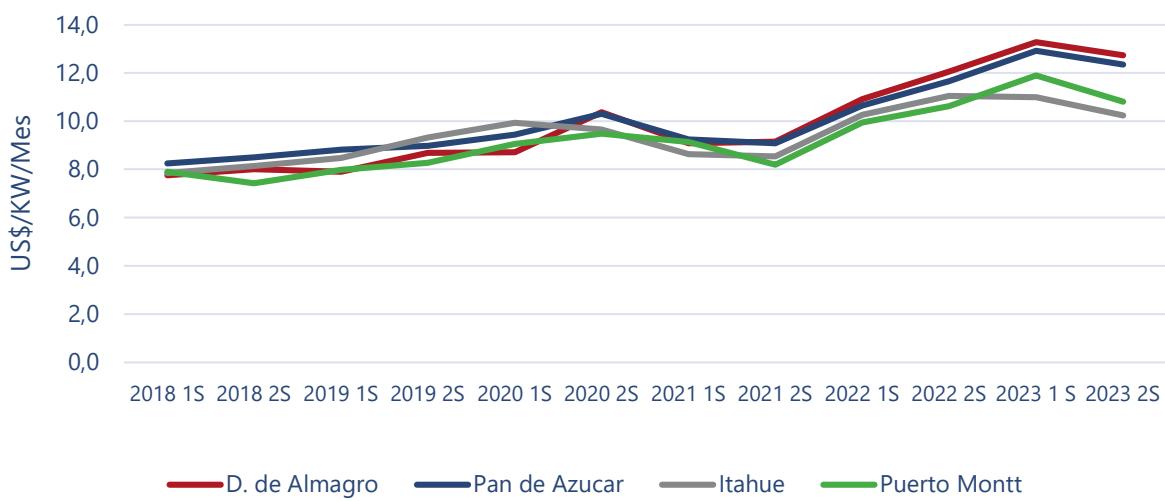


Ilustración 4: Evolución precio nudo

Segmento energía

Las cuatro centrales de **Enlasa Generación**, en base a petróleo diésel, generan y venden energía cuando:

- I) Hay restricciones de oferta en el sistema eléctrico o en algún subsistema por:
 - a) Fallas o mantenciones de centrales,
 - b) Déficit de generación hidroeléctrica o
 - c) Falta de inversiones en nuevas centrales. También por horas de demanda máxima o aumentos inesperados de la demanda.
- II) Restricciones en los sistemas de transmisión.
- III) En horas de demanda máxima.
- IV) Aumentos inesperados de la demanda.
- V) En horas de disminución de generación solar durante el atardecer.

Las ventas de energía son pagadas a costo marginal del sistema, esto se determina en forma horaria por la unidad más cara en operación en el sistema o subsistema respectivo en determinada hora.

Adicionalmente, a partir de febrero de 2022, la compañía ha puesto en marcha una central solar ubicada en Teno, llamada Teno Solar, la cual tiene una capacidad nominal instalada de 8,2 MW con una potencia máxima de 7,4 MW bajo el régimen de precio estabilizado. Durante 2022 generó 11,6 GWh y entre enero y junio de 2023 8,4 GWh.

En este ítem, la sociedad no tiene contratos con empresas, por lo que no tiene clientes fijos predeterminados.

En la Ilustración 5 se presenta la evolución de las ventas físicas de la empresa y se aprecia que, a junio de 2023, existe una disminución donde se ha generado 74,8 GWh.

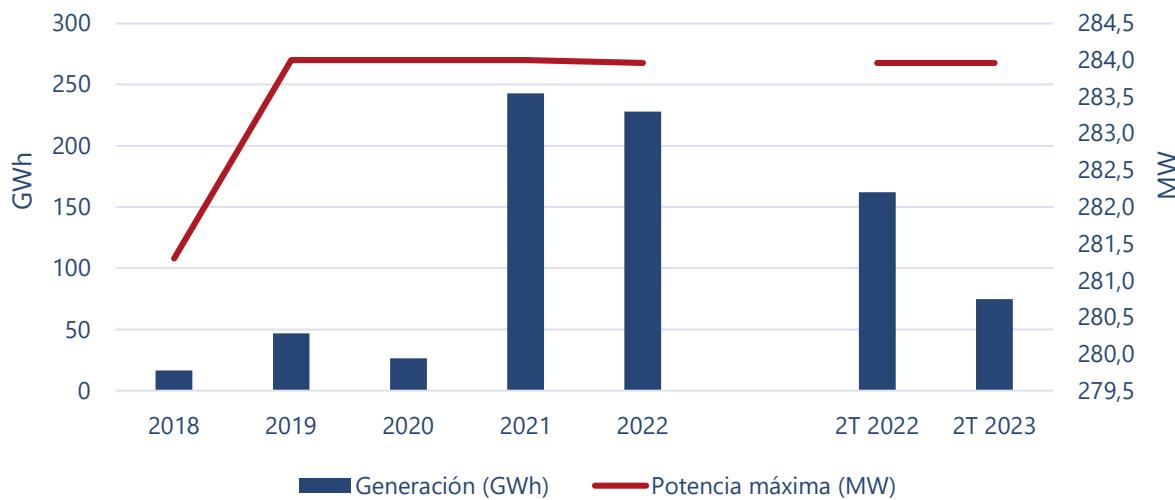


Ilustración 5: Evolución de las ventas físicas

Evolución de los ingresos y EBITDA

Al diciembre de 2022, la venta de energía representa aproximadamente el 80,5% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 72,3 millones (US\$ 48,6 millones a diciembre de 2021). El EBITDA energía presenta un comportamiento variable alcanzando para 2022 los US\$ 8,8 millones (US\$ 8,2 millones a diciembre de 2021). El margen EBITDA por energía alcanzó un 12,2% al año 2022.

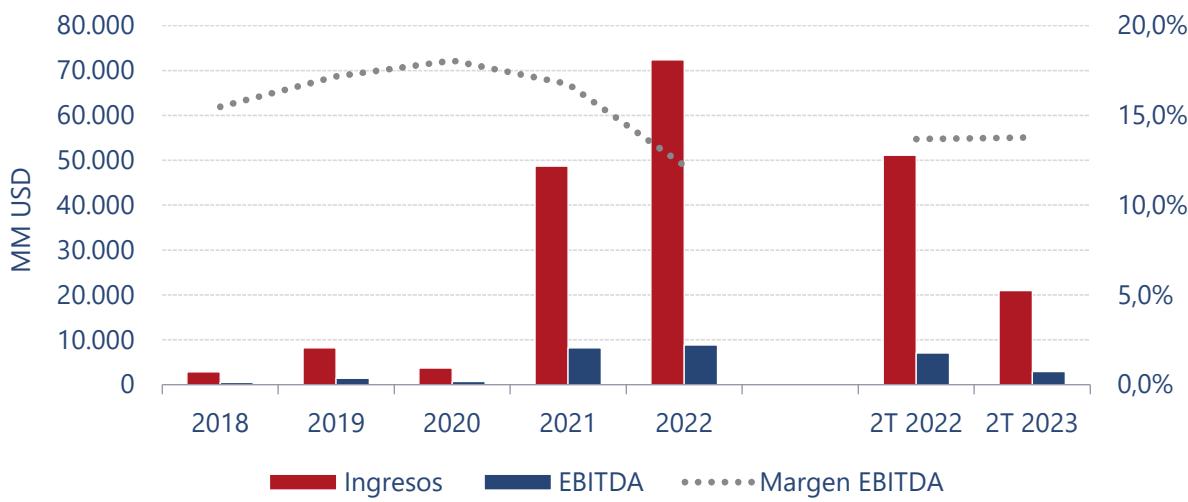


Ilustración 6: evolución Ingresos, EBITDA y Margen EBITDA Energía.

Segmento venta de energía a clientes finales y otros ingresos por servicio

El segmento de ingresos por venta de energía a clientes finales nace de los contratos comerciales de venta de energía a clientes regulados o libres en base a la generación fotovoltaica dentro de las instalaciones del consumidor (proyectos *netbilling*). De esta forma, a junio 2023, los ingresos totales de este segmento ascendieron a la suma de US\$ 219 mil.

El segmento de otros ingresos por servicios involucra todas aquellas actividades generadoras de flujos que no tienen cabida dentro de la venta de potencia y energía de la firma. A lo largo de la historia, este segmento no ha sido incidente en los flujos totales, cuyo peso relativo a junio 2023 alcanza un 0,3% del total de los ingresos, no obstante, la compañía se encuentra en evaluación de nuevos proyectos de servicios a sus clientes.

Análisis financiero⁵

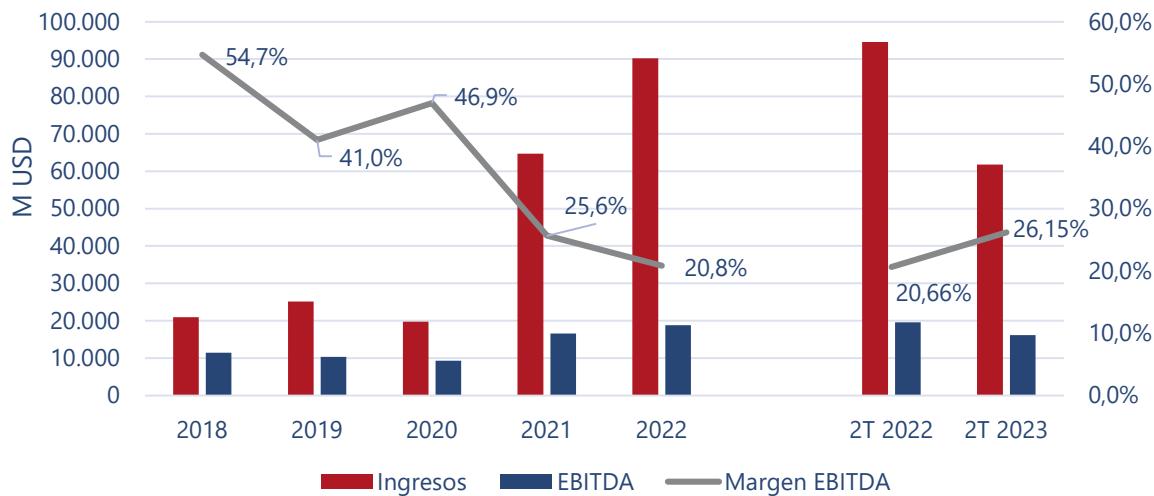
Evolución de los ingresos y EBITDA consolidados

Entre el año 2018 y el año móvil finalizado en junio de 2023, la empresa ha promediado ingresos por actividades ordinarias de US\$ 47,1 millones anuales, no obstante, este promedio se ve afectado fuertemente por mayores ventas de energía desde el año 2021 a la fecha, considerando, en este periodo, un promedio de US\$ 72,2 millones en los ingresos totales.

El margen EBITDA tiende a disminuir en los períodos de mayor venta de energía, tal como sucedió en este último periodo. No obstante, la generación de energía incrementa el resultado en términos absolutos y, con ello, la rentabilidad de los activos.

A junio de 2023 el EBITDA de la compañía ascendió a US\$ 16,2 millones, mientras que el margen EBITDA, por su parte, alcanzó un 26,2%, ratio que a diciembre de 2022 era de un 20,8%.

⁵ Para efectos de comparación histórica, las cifras han sido corregidas a pesos del último período. Para los indicadores de flujo se ha utilizado el año móvil a junio de 2022 y junio 2023.


Ilustración 7: Evolución del margen EBITDA

Evolución del endeudamiento

El leverage de la empresa, medido como pasivo exigible sobre patrimonio, se ha mantenido por debajo de la unidad en todo el periodo de análisis, deteriorándose en 2021 por mayor deuda financiera, aunque manteniendo niveles controlables. De esta forma, el indicador que a diciembre 2022 se encontraba en las 0,77 veces, a junio 2023 alcanzó las 0,83 veces.


Ilustración 8: Leverage

La deuda financiera de **Enlasa Generación** presentó una reducción constante entre los períodos de 2018 a 2020 dado que su deuda relevante era el bono corporativo, el cual se iba rediciendo año a año una vez se pagaban las cuotas, no obstante, en 2021 se toma deuda adicional con entidades bancarias, totalizando una deuda de alrededor de US\$ 35 millones. manteniendo esos niveles a junio de 2023, donde alcanza US\$ 34,8 millones. Los mayores niveles de deuda observados se deben a las nuevas inversiones de la compañía, principalmente en negocios ligados con energías renovables y servicios a terceros. Por otro lado, una mayor producción de energía ha generado mayores necesidades de financiamiento en los últimos años.

Por tanto, la relación deuda financiera a Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP⁶) que ascendía a 3,4 veces en 2018, se sitúa en 3,6 veces a junio 2023, periodo en el cual el FCLP exhibió un valor de US\$ 9,7 millones, exhibiendo un leve deterioro en el indicador.

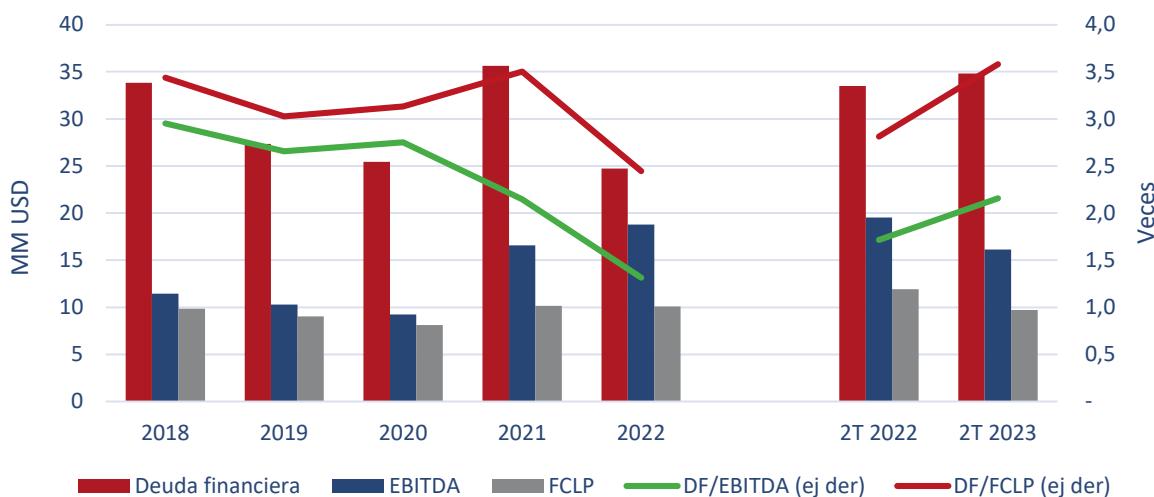


Ilustración 9: Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP

El perfil de vencimientos de la compañía a junio de 2023, considerando las amortizaciones de esta, se encuentra ajustado respecto al FCLP y el EBITDA potencia, considerando que el EBITDA potencia asume todo el gasto de administración, flujo que se incrementaría si se prorrata el gasto en los negocios adicionales, que al tener una mayor generación los últimos años, contribuye a un mayor gasto, por tanto, en los hechos el EBITDA potencia mostraría mayores holguras respecto a los vencimientos. Lo anterior, sumado a la venta de energía renovable, cuyos flujos son relativamente seguros y estables (dado que están bajo el régimen de precio estabilizado), provocan que se presenten holguras razonables en el pago de los compromisos financieros. Vale mencionar que estos nuevos proyectos presentan flujos al alza y que se estima potencien la holgura del calendario de vencimientos una vez se consoliden en el corto/mediano plazo (*ceteris paribus*).

⁶ El FCLP es un indicador determinado por la clasificadora que representa el flujo de caja que debiera generar el emisor como promedio en el largo plazo, antes de dividendos e inversiones, dado su comportamiento pasado y su actual estructura de activos. Es más restrictivo que el EBITDA y no responde a los resultados de un año en particular.

Adicionalmente, si se considera la venta de energía a través de *diésel* que se ha visto incrementada en los últimos años dada la sequía, las holguras observadas se incrementan.

Lo anterior permite soportar períodos de estrés financieros o hacer frente a requerimientos imprevistos de caja, considerando que la firma presenta un adecuado acceso a las fuentes de financiamiento, minimizando el riesgo de descalce.



Ilustración 10: Evolución del perfil de vencimiento

Evolución de la liquidez

Enlasa Generación, ha presentado ciertos niveles de deterioro en su liquidez, estando actualmente por bajo la unidad. A junio de 2023 el ratio alcanzó una razón de 0,95 veces, explicado, principalmente, por una disminución significativa en las cuentas por cobrar.

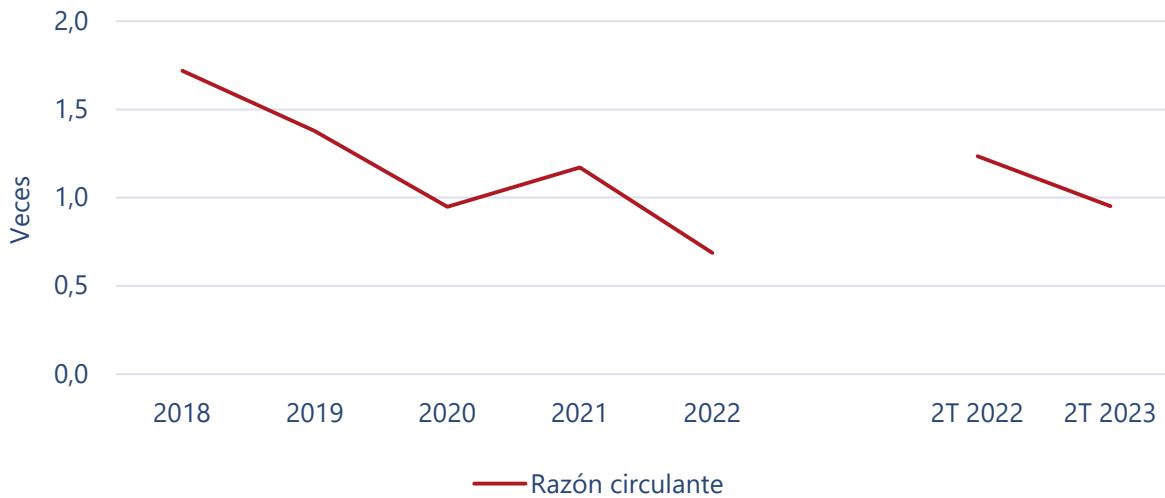


Ilustración 11: Razón circulante

Evolución de la rentabilidad⁷

Entre 2018 y 2020 los ratios de rentabilidad presentan una disminución producto, principalmente, de menores utilidades alcanzadas en estos periodos. A la fecha, se presenta una recuperación de estos ratios (aunque con un cierto deterioro en el último semestre) finalizando con una rentabilidad del activo de 5,1%, una rentabilidad operacional de 8,1% y una rentabilidad del patrimonio del orden del 9,6%. Lo anterior se explica, en su mayoría, por las mayores ventas del segmento de energía.

⁷ Rentabilidad operacional: Resultado operacional/Activos corrientes promedio + Propiedades planta y equipo promedio.

Rentabilidad del patrimonio: Ganancia (Pérdida)/Patrimonio total promedio.

Rentabilidad total del activo: Ganancia (pérdida)/ Activos totales promedio.

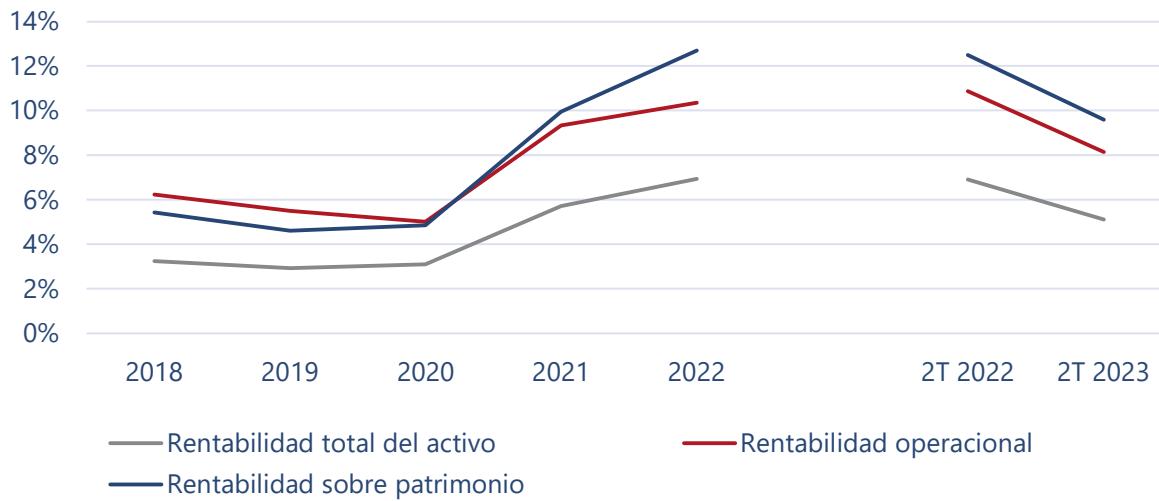


Ilustración 12: Evolución de las rentabilidades

Covenants financieros

Covenant	Definición	30-jun-23
Endeudamiento financiero neto	Obligaciones financieras netas sobre patrimonio inferior a 1,50 veces.	0,37
Nivel de potencia	Generación mínima 220 MW.	283,96
Endeudamiento adicional	El emisor no podrá asumir nuevas obligaciones si la relación entre obligaciones financieras neta a EBITDA es mayor o igual a 5 veces (no aplica si la nueva obligación no aumenta el valor de las obligaciones financieras netas).	1,75
Cross-Default y Cross Acceleration	Por obligaciones mayores al 5% del Total de Activos del emisor.	Cumple
<i>Negative Pledge</i>	No entregar más del 10% del total de activos del emisor en garantía a un nuevo crédito financiero o una nueva emisión de bonos.	Cumple

Ratios financieros⁸

Ratios de liquidez	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Liquidez (veces)	2,9	2,24	2,63	1,47	1,30	1,42
Razón Circulante (Veces)	1,72	1,38	0,95	1,17	0,69	0,95
Razón Circ. (s/Cx a Emp. Relac.) (veces)	1,72	1,38	0,93	1,16	0,69	0,95
Razón Ácida (veces)	1,45	1,1	0,8	1,05	0,51	0,78
Rotación de Inventarios (veces)	4,64	6,32	5,67	19,11	17,80	9,72
Promedio Días de Inventarios (días)	78,61	57,72	64,33	19,1	20,51	37,55
Rotación de Cuentas por Cobrar (veces)	6,74	11,83	4,82	3,4	9,63	8,62
Promedio Días de Cuentas por Cobrar (días)	54,16	30,84	75,7	107,46	37,92	42,36
Rotación de Cuentas por Pagar (veces)	7,6	15,18	6,82	4,72	31,86	13,85
Promedio Días de Cuentas por Pagar (días)	48	24,05	53,54	77,38	11,46	26,35
Diferencia de Días (días)	-6,16	-6,79	-22,16	-30,08	-26,46	-16,02
Ciclo Económico (días)	-84,78	-64,51	-86,5	-49,18	-46,97	-53,57

Ratios de endeudamiento	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Endeudamiento (veces)	0,38	0,35	0,37	0,47	0,44	0,45
Pasivo Exigible sobre Patrimonio (veces)	0,61	0,55	0,58	0,89	0,77	0,83
Pasivo Corto Plazo a Largo Plazo (veces)	0,24	0,26	0,37	0,87	0,94	0,43
Período Pago de Deuda Financiera (veces)	2,95	2,66	2,75	2,15	1,32	2,16
EBITDA sobre Deuda Financiera (veces)	0,34	0,38	0,36	0,47	0,76	0,46
Porción Relativa Bancos y Bonos (%)	73,48%	67,46%	63,02%	55,87%	44,26%	54,83%
Deuda Relacionada sobre Pasivos (%)	2,68%	0,01%	3,38%	3,49%	12,30%	3,15%
Veces que se gana el Interés (veces)	3,27	3,59	3,99	9,61	10,23	8,24

Ratios de rentabilidad	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Margen Bruto (%)	47,44%	39,76%	43,38%	24,11%	17,42%	21,58%
Margen Neto (%)	19,66%	13,74%	17,59%	10,79%	10,12%	11,60%
Rotación del Activo (%)	17,23%	21,95%	17,99%	47,91%	70,30%	44,16%
Rentabilidad Total del Activo (%) *	3,24%	2,95%	3,14%	5,91%	7,44%	5,52%
Rentabilidad Total del Activo (%)	3,24%	2,92%	3,10%	5,71%	6,93%	5,11%
Inversión de Capital (%)	137,37%	137,31%	143,32%	140,16%	150,09%	154,76%
Ingresos por Capital de Trabajo (veces)	3,25	7,89	-33,71	12,77	-10,65	-66,53
Rentabilidad Operacional (%)	6,22%	5,50%	5,01%	9,33%	10,35%	8,14%
Rentabilidad Sobre Patrimonio (%)	5,43%	4,62%	4,85%	9,95%	12,70%	9,59%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. dsctada.) (%)	34,43%	44,64%	37,96%	67,85%	76,78%	70,50%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. sin dsctar.) (%)	52,56%	60,24%	56,62%	75,89%	82,58%	78,42%
Gtos. Adm. y Vta. sobre Ing. de Exp. (%)	11,13%	13,10%	14,62%	4,63%	3,16%	4,02%
ROCE (Return Over Capital Employed) (%)	10,09%	8,54%	7,80%	16,23%	18,87%	15,06%
E.B.I.T.D.A. a Ingresos (%)	54,69%	41,01%	46,95%	25,64%	20,83%	26,15%

⁸ Para efectos de comparación histórica, las cifras han sido corregidas a pesos del último período.

Otros indicadores	2018	2019	2020	2021	2022	2T 2023
Ctas. X Cob. Emp. Relac. sobre Patrimonio (%)	0,00%	0,02%	0,21%	0,35%	0,00%	0,01%
Terrenos sobre Pasivos Totales (%)	3,01%	3,42%	3,44%	2,18%	2,48%	2,18%
Invers. Valor Patrim. Proporción sobre Activos (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Capital sobre Patrimonio (%)	87,37%	89,46%	95,69%	92,73%	91,22%	86,58%

"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 que éste ha hecho pública o ha remitido a la Comisión para el Mercado Financiero y en aquella que ha sido aportada voluntariamente por el emisor, no siendo responsabilidad de la firma evaluadora la verificación de la autenticidad de la misma."