

Enlasa Generación Chile S.A.

Anual desde Envío Anterior

ANALISTAS:
Patricio Del Basto A.
Paula Acuña L.
Aldo Reyes D.
patricio.delbasto@humphreys.cl
paula.acuna@humphreys.cl
aldo.reyes@humphreys.cl

FECHA
Noviembre 2025

Categoría de riesgo ¹	
Tipo de instrumento	Categoría

Línea de bonos	AA
Tendencia	Estable
EEFF base	30 de junio 2025

Número y Fecha de Inscripción de Emisiones de Deuda	
Línea de bonos	Nº1196 de 14.11.2024

Estado de resultados individuales IFRS

Miles de US\$	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Total ingresos	19.686	64.673	90.170	46.633	36.358	25.682
Costo de ventas	-11.146	-49.082	-74.462	-32.178	-23.241	-18.533
Ganancia bruta	8.540	15.591	15.708	14.455	13.117	7.149
Gtos. de administración	-2.878	-2.993	-2.845	-2.506	-3.778	-1.886
Otros ingresos/otros gastos por función	-94	-1214	693	505	-890	-1.794
Resultado operacional	5.568	11.384	13.556	12.454	8.449	3.469
Gastos financieros	-1.175	-998	-1.233	-1.547	-2.593	-766
Resultado del ejercicio	3.463	6.976	9.127	7.793	3.773	2.235
EBITDA	9.242	16.584	18.785	17.316	14.008	6.431

Estado de situación financiera individual IFRS

Miles de US\$	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Activos corrientes	10.403	34.738	18.627	20.815	13.150	16.854
Activos no corrientes	98.997	100.249	109.643	129.924	127.989	119.966
Total activos	109.400	134.987	128.270	150.739	141.139	136.820
Pasivos corrientes	10.987	29.673	27.094	27.727	26.028	24.176
Pasivos no corrientes	29.369	34.067	28.747	44.944	36.308	32.425
Pasivos totales	40.356	63.740	55.841	72.671	62.336	56.601
Patrimonio	69.044	71.247	72.429	78.068	78.803	80.219
Patrimonio y pasivos	109.400	134.987	128.270	150.739	141.139	136.820
Deuda financiera	25.432	35.612	24.716	37.532	28.733	20.669

¹ Metodologías utilizadas: Metodología Clasificación de Riesgo Corporaciones (29.02.2024).

Opinión

Fundamentos de la clasificación

Enlasa Generación Chile S.A. (Enlasa Generación) tiene como objetivo operar en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), vendiendo potencia y energía renovable solar y diésel; en este último caso, con ingresos altamente variables dado que sus plantas más relevantes generan en base a petróleo diésel (entran en operación según las condiciones del mercado). La empresa cuenta con cuatro centrales térmicas en base a petróleo diésel y dos PMG solares (régimen de precios estabilizados). Adicionalmente, presta servicios de transmisión (a través de explotación de puntos de conexión propios) a terceros a través de su subestación San Lorenzo, comuna de Diego de Almagro y también presta servicios complementarios al SEN.

Durante 2024, **Enlasa Generación** obtuvo ingresos por US\$ 36,4 millones, un 22,0% inferior a lo obtenido en 2023, explicado principalmente por la disminución en ventas de energía, las que representaron un 43,9%, mientras que la venta de potencia fue un 48,5% del total de ingresos. El EBITDA de la compañía fue de US\$ 14,0 millones y cerró el año con una deuda financiera de US\$ 28,7 millones. Entre enero y junio de 2025, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 25,7 millones y mantiene pasivos financieros por US\$ 20,7 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\$ 7 millones², que, en el caso extremo de nulas ventas de energía, le permitirían el pago de una parte importante de sus vencimientos. Adicionalmente, se valora la mayor diversificación con la entrada de sus dos centrales PMG solares a precio estabilizado y la venta de peajes de transmisión. No obstante, es relevante señalar que la compañía se encuentra en proceso de estructuración de nuevas inversiones. Por tanto, para la mantención de la clasificación, se considera necesario que el perfil de vencimiento estructural de la nueva deuda financiera preserve una estructura sólida de modo que asegure una holgura suficiente frente a posibles disminuciones en los flujos anuales relativamente predecibles, principalmente aquellos derivados de la venta de potencia.

Entre los flujos predecibles de la compañía y que refuerzan la clasificación de riesgo, se considera, como ya se mencionó, los ingresos por potencia, dado que la estructura de precio se determina para períodos de cuatro años y cada seis meses se indexa el precio nudo de la potencia; también se incluye las centrales sujetas al régimen de precios estabilizados que, como su nombre lo dice, tiene como objetivo reducir la fluctuación de los ingresos por venta de energía (aplicado a centrales de pequeña escala), así como los ingresos de peajes fijos.

² 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\$ 12 millones.

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. Además, desde 2022, la compañía participa en la venta de servicios complementarios con sus plantas de motores, específicamente para el control de frecuencia terciaria, obteniendo buenos resultados.

Dentro del proceso de evaluación también se ha considerado que la compañía no mantiene contratos 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 generación³, tal como se puede observar en otras empresas del sector.

Otro elemento positivo considerado en el análisis es la capacidad ejecutiva y el conocimiento del sector eléctrico y de seis 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 dos plantas de energía renovable con ingresos a precio estabilizado, además de sus negocios de transmisión y servicios complementarios.

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.

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. Además, según lo publicado en su memoria, cuentan con un comité de sostenibilidad, así como un código de ética, sistemas de gestión de riesgos, modelos de prevención de delitos, entre otros.

³ 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.
- Parte relevante del pago de los pasivos financieros ligado al flujo de caja del negocio de potencia.

Fortalezas complementarias

- Probabilidad de incrementar flujos por generación de energía diésel y la prestación de servicios complementarios.

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 junio 2025

En los primeros seis meses de 2025, la empresa obtuvo ingresos por US\$ 25,7 millones lo que representa un aumento del 24,8% respecto al mismo semestre de 2024, principalmente por mayor venta de energía. A la misma fecha, los costos de venta crecieron un 38,9% con respecto al mismo periodo del año anterior ante la mayor actividad en la venta de energía (costo relacionado a petróleo).

Por consiguiente, el resultado bruto cayó un 1,3% respecto a junio de 2024, alcanzando los US\$ 7,2 millones. Así, el margen bruto sobre los ingresos culminó el primer semestre del año 2025 en 27,8%.

El EBITDA de la compañía concluyó el periodo en US\$ 6,4 millones, lo que representa una disminución del 24,8%, respecto a junio de 2024; sin embargo, hay que mencionar que en el período la compañía vendió su negocio de autogeneración, obteniendo una pérdida contable no recurrente de US\$ 1,8 millones por la

diferencia entre el precio de venta y el valor contable de los activos asociados⁴. El margen EBITDA, a junio de 2025, fue de 25,0%, mientras que a junio de 2024 era de 41,5%.

En consecuencia, el resultado neto tuvo una caída del 18,4%, afectado principalmente por la pérdida contable no recurrente.

La deuda financiera de la empresa ascendió a US\$ 20,7 millones a junio 2025, mientras que el patrimonio alcanzó los US\$ 80,2 millones.

Resultados a diciembre 2024

Entre enero y diciembre de 2024, la compañía obtuvo ingresos por US\$ 36,4 millones, de los cuales un 43,9% corresponde a ventas de energía, mientras que el 48,5% restante se originó por la venta de potencia.

Los ingresos disminuyeron en un 22,0% producto, principalmente de la menor venta de energía, alcanzando los 81,5 GWh frente a un 101,3 GWh durante 2023.

Los costos de venta, en concordancia con la menor producción de energía, disminuyeron un 27,8% alcanzando los US\$ 23,2 millones, así el margen bruto, como porcentaje de los ingresos, fue de 36,1%.

El EBITDA de la empresa totalizó US\$ 14,0 millones, lo que representa una caída de 19,1% respecto de 2023, a partir de mayores gastos de administración (remuneraciones y asesorías principalmente) y gastos de prospección y desarrollo no recurrente en la cuenta de otras pérdidas por US\$ 1,0 millones que corresponden a bajas de obras en curso, las cuales estaban asociadas a proyectos que en el año 2024 se decidió no perseverar en su ejecución.

En consecuencia, el resultado neto tuvo una caída del 51,6%, afectado principalmente por menor resultado bruto, alzas en gastos de administración y la pérdida contable no recurrente.

La deuda financiera de la compañía finalizó en US\$ 28,7 millones con un patrimonio de US\$ 78,8 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.

⁴ Dicha pérdida no constituye un flujo de caja, pero para el cálculo del EBITDA se respetó la definición de esta variable (revertir sólo los costos y gastos asociados a depreciación y amortización).

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 2020 y 2024, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado un EBITDA del orden de US\$ 8,9 millones, generando US\$ 7,0 millones⁵ para diciembre 2024. Si bien posee menores holguras en determinados años respecto a sus vencimientos, actualmente la empresa cuenta con venta de energía renovable a través de sus centrales Teno Solar y Chercán Solar, con alta probabilidad de despacho en el sistema a precio estabilizado, generando flujos más estables y seguros, bajo esta misma línea se suma a la venta de peajes a terceros a través de contrato de tipo *take or pay* por doce años.

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 mediano plazo, la eventual estrechez de oferta del Sistema Eléctrico Nacional, producto de posibles sequías 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 2020 y 2024, por esta línea de negocios, la empresa ha promediado ingresos por US\$ 33,6 millones con un EBITDA promedio de energía de US\$ 4,1 millones. A diciembre 2024, las ventas de este segmento ascendieron a US\$ 16,0 millones, mientras que, a junio 2025, el segmento presenta un acumulado de US\$ 16,1 millones. A la venta de energía se suma las ventas por servicios complementarios.

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 61,2 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 57,2 MW) y Puerto Montt (Central Trapén, con capacidad instalada de 98,0 MW y potencia máxima de 79,8 MW). Además, actualmente ya cuenta con sus dos centrales solares en operación con un total de capacidad instalada de 21,15 MWp y potencia máxima de 16,9 MW (situadas en Teno y Coquimbo).

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.

⁵ 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\$ 12 millones.

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, contando con ciertos resguardos operativos y financieros para este tipo de casos.

Riesgo de capacidad disponible: Siempre existe la posibilidad que un eventual 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 demanda⁶, 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 2024, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) tiene una potencia instalada de 36.778 MW aproximadamente.

Antecedentes generales

La compañía

Enlasa Generación vende potencia, energía y servicios complementarios al Sistema Eléctrico Nacional (SEN) mediante sus cuatro centrales termoeléctricas en base a petróleo diésel (Centrales San Lorenzo, El Peñón, Teno y Trapén) y sus dos centrales solares (Teno Solar y Chercán Solar) con entrada en operación en 2022 y 2023. En total, tiene una potencia nominal instalada de 356,8 MW equivalentes a 296,1 MW de potencia máxima, lo que corresponde a 0,9% de la potencia instalada en el SEN a diciembre de 2023.

Adicionalmente a lo anterior, **Enlasa Generación** realizó una inversión para ampliar su subestación S/E San Lorenzo, con la cual actualmente cobran peajes de transmisión a terceros con un contrato a doce años.

La empresa es controlada, en un 99,9%, por Energía Latina. Por su parte, esta última tiene como diez principales propietarios, a septiembre de 2025, a:

⁶ 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).

Nombre	% de propiedad
Inversiones Mardos S.A.	23,77%
Penta Vida Cía. de Seguros de Vida S.A.	18,23%
DSMF Enlaza SpA.	11,08%
Moneda Corredores de Bolsa Limitada	9,39%
Sociedad de Ahorro Villuco Limitada	5,79%
Atacalco SpA.	5,79%
Alisios SpA.	5,79%
FS Enlaza SpA.	5,59%
Valores Security S	3,77%
Banchile Corredores de Bolsa S.A.	2,10%

Energía Latina, desde junio 2013, es controlada en base a un pacto, donde están presentes accionistas como FS Enlaza SpA, DSMF Enlaza SpA, Penta Vida Compañía de Seguros de Vida S.A, Sociedad de Ahorro Villuco limitada, Atacalco SpA y Alisios SpA, 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, dos ubicadas en el norte del país, región de Atacama y Coquimbo, y dos en el sur, región del Maule y de Los Lagos, más dos centrales solares que a diciembre 2024 han generado 36,6 GWh.

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 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 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	10,42 MWp	7,4 MW	Paneles bifaciales de 440/445/655/660 Wp	Solar	No aplica	18-01-2023

Chercán Solar	Coquimbo	10,71 MWp	9 MW	Paneles bifaciales de 655/660 Wp	Solar	No aplica	28-12-2023
Trapén	Pto. Montt	98,0 MW	81 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 (mercado *spot* y precios estabilizados), venta de energía a clientes finales y otros ingresos por servicios y peajes de transmisión.

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, entre 2021 y 2023, producto de las condiciones particulares del mercado, se observó 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 80,0% del total, en el caso del EBITDA potencia, este porcentaje ha variado entre 50,2% y 92,8%.

La venta de energía (mercado *spot* y precios estabilizados) cuenta con una participación en los ingresos que ha variado en los últimos cinco años, entre un 18,6% y un 80,2% del total y, en términos de EBITDA energía, entre 7,2% y 49,1% del total. Se observa, en comparación con el pasado, una mayor proporción de ingresos por energía, dada las condiciones de operación del SEN. Las ventas de este segmento, dado el costo de generación de las centrales diésel, requieren de precios *spot* elevados. Durante el primer semestre de 2025, se aprecia un incremento en las ventas alcanzando los US\$ 16,1 millones, comparado con los US\$ 10,3 millones obtenidos en el mismo periodo de tiempo del año anterior.

En cuanto a los ingresos por otros servicios y transmisión, esta línea de negocios presenta aún un bajo peso relativo en los ingresos totales de la empresa, pese a que se ha incrementado en los últimos años debido a las inversiones con el objetivo de aumentar la diversificación. En los hechos, a junio de 2025 alcanzó un 3,4% de los ingresos, principalmente por la venta de peajes de transmisión a terceros a través de la S/E San Lorenzo (casi la totalidad del segmento está representado por este negocio).

En las Ilustraciones 1 y 2 se muestra la evolución del ingreso y EBITDA, respectivamente, por líneas de negocios entre los años 2020 y el segundo trimestre del 2025. Vale mencionar que, el deterioro de activos hace referencia a la venta de proyectos de autogeneración, siendo la diferencia contable entre la venta y la baja de los activos.



Ilustración 1: Estructura de ingresos por segmento



Ilustración 2: Estructura de EBITDA por segmento

Líneas de negocio

Como ya se mencionó, el emisor opera a través de cuatro líneas de negocio. A junio de 2025, los ingresos totales de **Enlasa Generación** totalizaron US\$ 25,7 millones. En términos de EBITDA total, en el mismo periodo, alcanzó US\$ 6,4 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 se 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

Entre enero y diciembre de 2024, la venta de potencia representó aproximadamente el 48,5% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 17,6 millones (US\$ 18,4 millones a diciembre de 2023). En la misma fecha, el EBITDA de potencia alcanzó US\$ 7,0 millones (US\$ 10,4 millones a diciembre de 2023), alcanzando un margen EBITDA de 39,9%.

El menor resultado en 2024 se explica por menores precios por potencia (a partir de una mayor capacidad de oferta de potencia en el mercado eléctrico ante un incremento de puesta en operación de proyectos de baterías y otros proyectos) y por mayores gastos de administración.

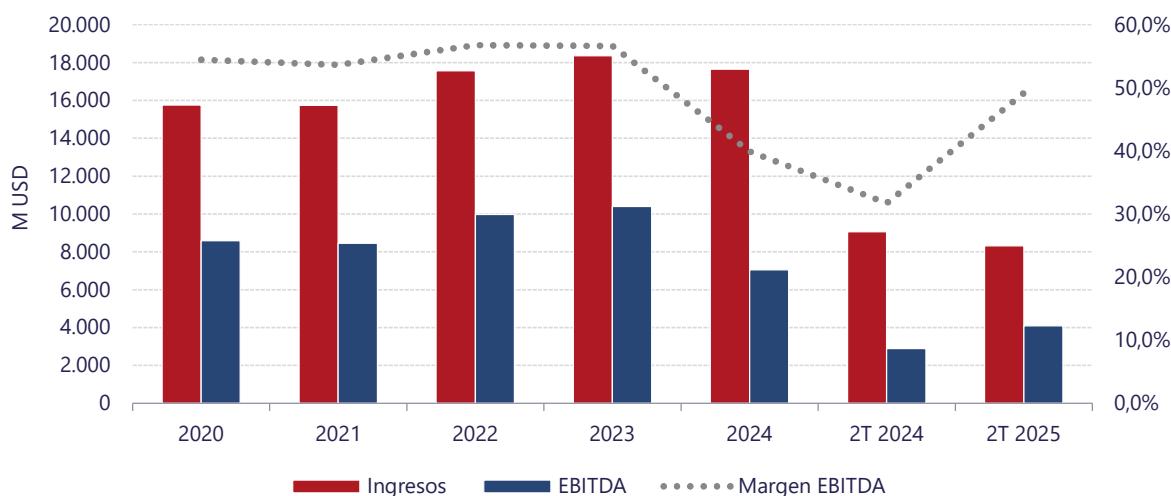


Ilustración 3: Evolución ingresos, EBITDA y Margen EBITDA potencia

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 2020 y 2025 de forma semestral.

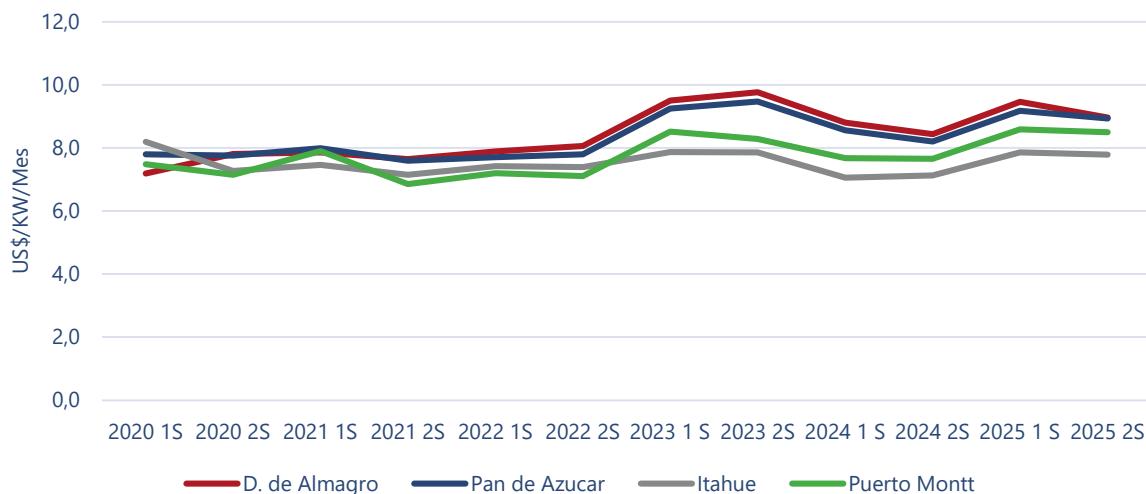


Ilustración 4: Evolución precio nudo

Segmento energía (mercado spot y precios estabilizados)

Las cuatro centrales de **Enlaza Generación**, en base a petróleo diésel, dado su estructura de costos, tienden a generar y vender 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.
 - 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, desde 2022, la compañía puso en marcha su primera central PMG Solar ubicada en Teno, llamada Teno Solar, la cual tiene una capacidad nominal instalada de 10,42 MWp con una potencia máxima de 7,4 MW. En diciembre 2023 entró en operación su segunda central fotovoltaica PMG Chercán Solar, la

cual tiene una capacidad nominal instalada de 10,71 MWp con una potencia máxima de 9 MWp. Ambas centrales se encuentran bajo el régimen de precio estabilizado. Durante 2024 generaron 36,6 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 2025, existe un crecimiento donde se ha generado 75,7 GWh. Esta mayor generación está asociada a una mayor demanda eléctrica y una menor oferta afectada por una caída en la generación hidroeléctrica generada durante 2025, así como la mayor generación de las plantas solares de **Enlasa Generación**.

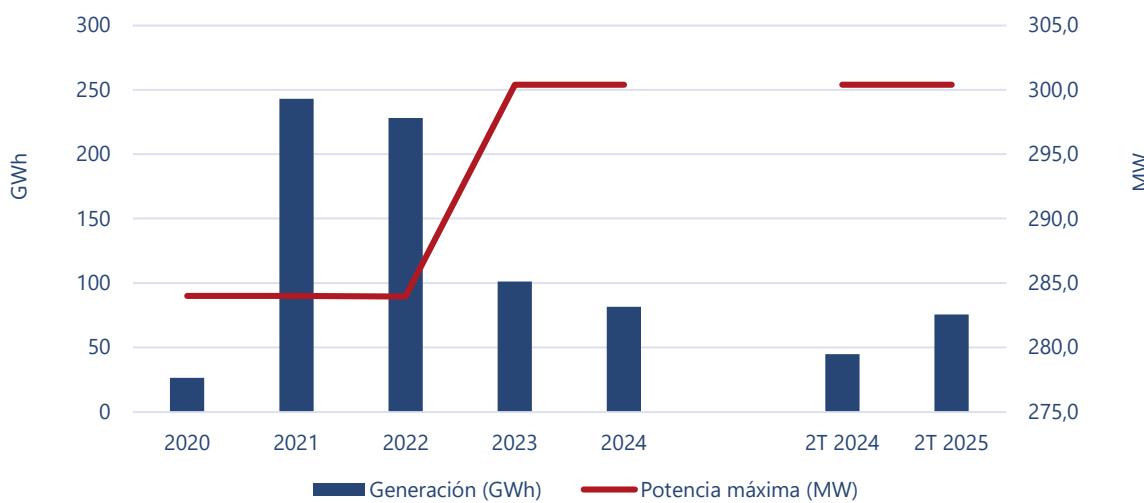


Ilustración 5: Evolución de las ventas físicas

Evolución de los ingresos y EBITDA

Durante 2024, la venta de energía representó aproximadamente el 43,9% de los ingresos totales de la compañía, generando US\$ 16,0 millones (US\$ 27,2 millones a diciembre de 2023). El EBITDA energía presenta un comportamiento variable alcanzando para 2024 los US\$ 1,1 millones (US\$ 2,0 millones a diciembre de 2023). El margen EBITDA por energía alcanzó un 6,9% al año 2024. La caída en el EBITDA de energía se compensa, en parte, por la prestación de servicios complementarios.

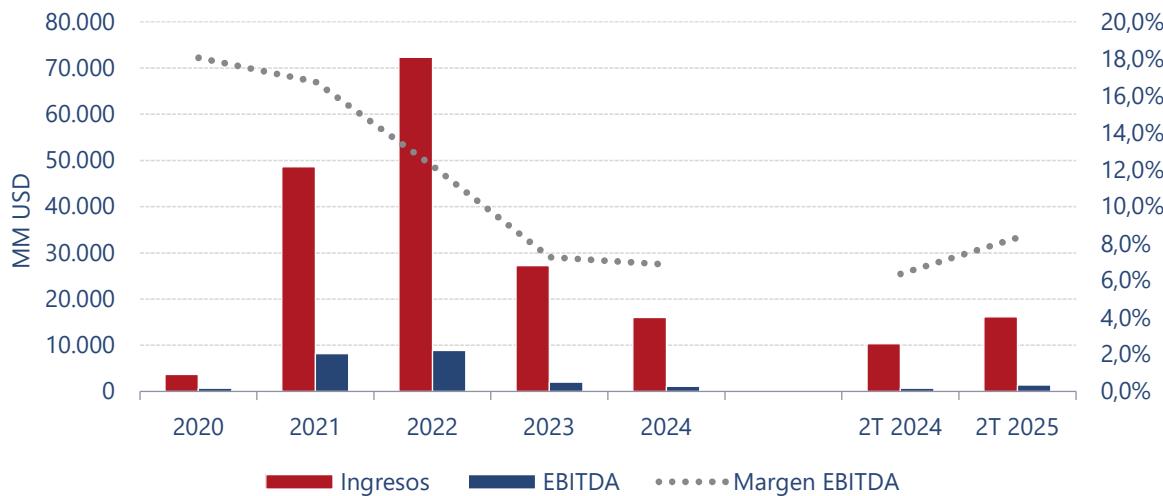


Ilustración 6: Evolución Ingresos, EBITDA y Margen EBITDA Energía.

Otros ingresos por servicio y transmisión

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; sin embargo, ha aumentado los últimos períodos por las inversiones en nuevos proyectos de transmisión eléctrica, teniendo un contrato con Minera Santo Domingo a doce años, alcanzando un 3,4% del total de los ingresos a junio de 2025.

Cabe señalar que la inversión fue realizada de manera conjunta con el cliente en la subestación Diego de Almagro, aportando **Enlasa** un 66% de la inversión total.

Análisis financiero⁷

Evolución de los ingresos y EBITDA consolidados

Entre el año 2020 y el año móvil finalizado en junio de 2025, la empresa ha presentado una volatilidad importante en las ventas, principalmente por las altas ventas de energía en ciertos períodos (sobre todo entre 2021 y 2022).

El margen EBITDA tiende a disminuir en los períodos de mayor venta de energía, tal como sucedió en 2021 y 2022.

En el primer semestre del 2025, el EBITDA anualizado de la compañía ascendió a US\$ 11,9 millones, mientras que el margen EBITDA, por su parte, alcanzó un 28,7%, ratio que a diciembre de 2024 era de un 38,5%, lo anterior producto de un incremento en la proporción del EBITDA por venta de energía, el cual

⁷ Para los indicadores de flujo se ha utilizado el año móvil a junio de 2024 y junio 2025.

tiene un menor margen y de una cuenta negativa por deterioro de activos relacionado con la venta del negocio de autogeneración en 2025.

Por su parte, el flujo de actividades operacionales exhibió un comportamiento similar al EBITDA, con una caída en 2021 que se atribuye a un mayor peso de los pagos a proveedores sobre las cobranzas, pero con una posterior recuperación desde 2022 al disminuir este indicador.

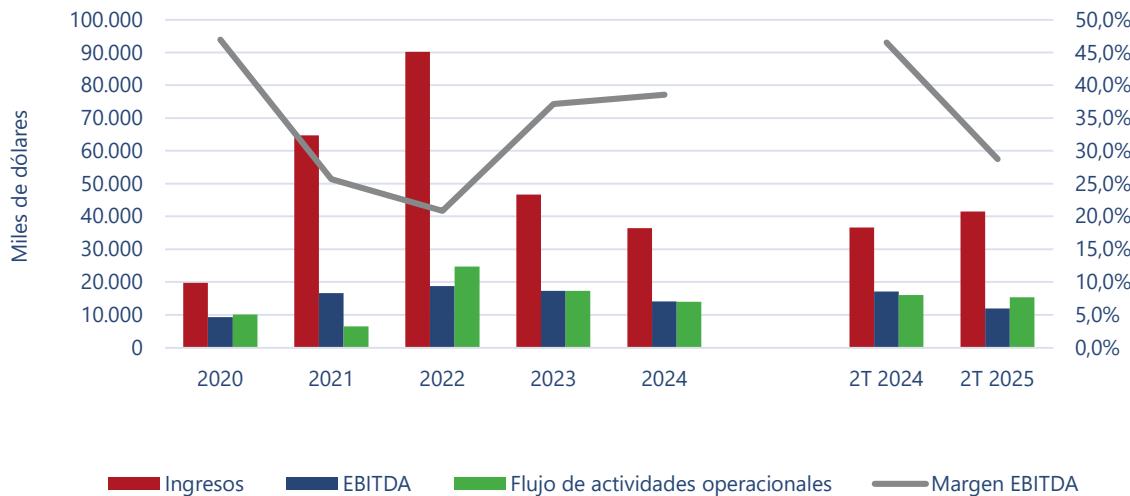


Ilustración 7: Evolución del margen EBITDA

Evolución del endeudamiento

El *leverage* de la empresa, medido como pasivo total sobre patrimonio, se ha mantenido por debajo de la unidad en todo el periodo, manteniéndose en niveles controlados. El indicador a junio 2025 tiene una marcada tendencia a la baja durante los últimos semestres, debido a un incremento constante del patrimonio por utilidades positivas, así como una disminución de los pasivos totales incluyendo la deuda financiera, alcanzando las 0,71 veces.

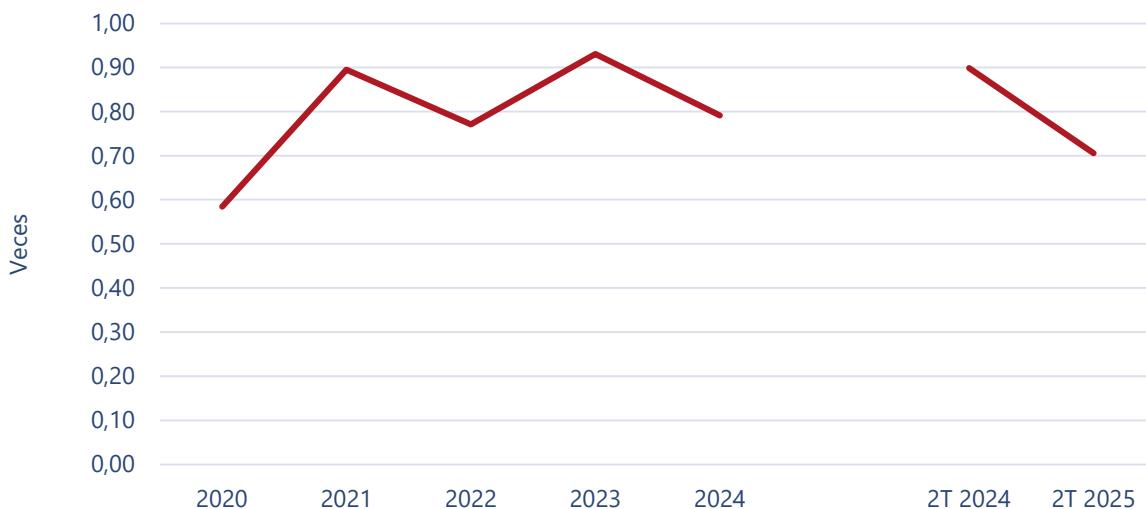


Ilustración 8: Leverage

La deuda financiera de **Enlasa Generación** presentó variaciones entre US\$ 24,7 millones y US\$ 37,5 millones durante el periodo de análisis, en la medida que ha ido implementando inversiones para diversificación de flujos, incluyendo principalmente negocios ligados con energías renovables y transmisión de energía. A la fecha, ha vendido su negocio de autogeneración de energía (que había iniciado en 2022) disminuyendo su deuda financiera mientras que prepara la estructuración de nuevas inversiones.

La relación deuda financiera a Flujo de Caja de Largo Plazo (FCLP⁸), que ascendía a 3,1 veces en 2020, se sitúa en su nivel más bajo, alcanzando las 1,6 veces a junio 2025, periodo en el cual el FCLP exhibió un valor de US\$ 13,0 millones manteniendo estabilidad, pero el impacto más grande fue por la disminución significativa de la deuda financiera.

⁸ 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.

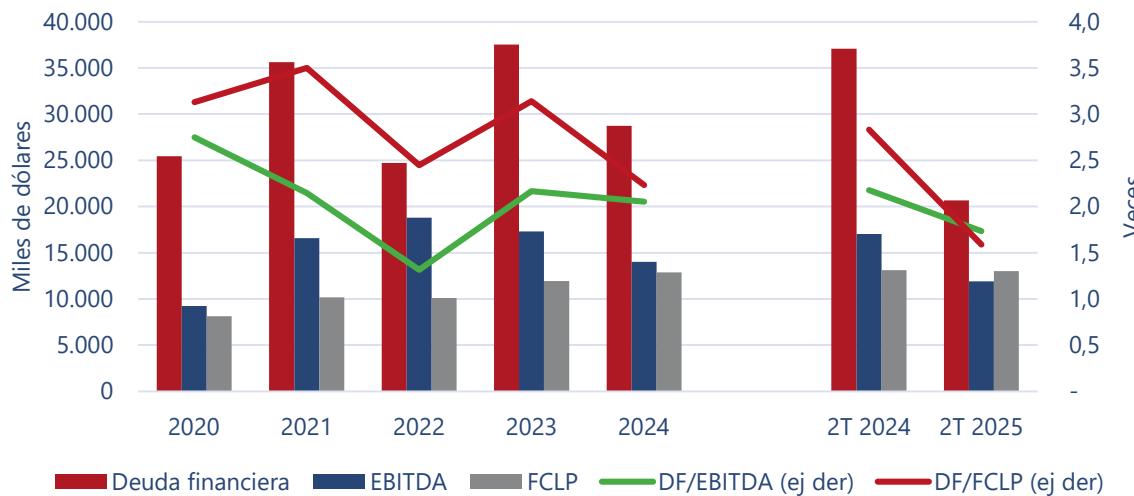


Ilustración 9: Evolución de la deuda financiera, EBITDA y FCLP

El estado financiero a junio de 2025 muestra que la deuda financiera está concentrada en el corto plazo, con vencimientos por un total de US\$ 14,3 millones. Sin embargo, según información compartida por la compañía, a la fecha los vencimientos corrientes suman cerca de US\$ 9,0 millones, mientras que el EBITDA potencia alcanza los US\$ 7,0 millones (considerando que a este EBITDA se le asigna la totalidad de los gastos de administración, los cuales han mostrado un aumento dadas las nuevas líneas de negocios como generación de energía renovable y transmisión). Sin embargo, si a los flujos de potencia, se le suma la venta de energía renovable, cuyos flujos son relativamente seguros y estables (dado que están bajo el régimen de precio estabilizado), y la venta de transmisión a terceros a través de contrato de tipo *take or pay* por doce años se obtiene un EBITDA por US\$ 11,1 millones.

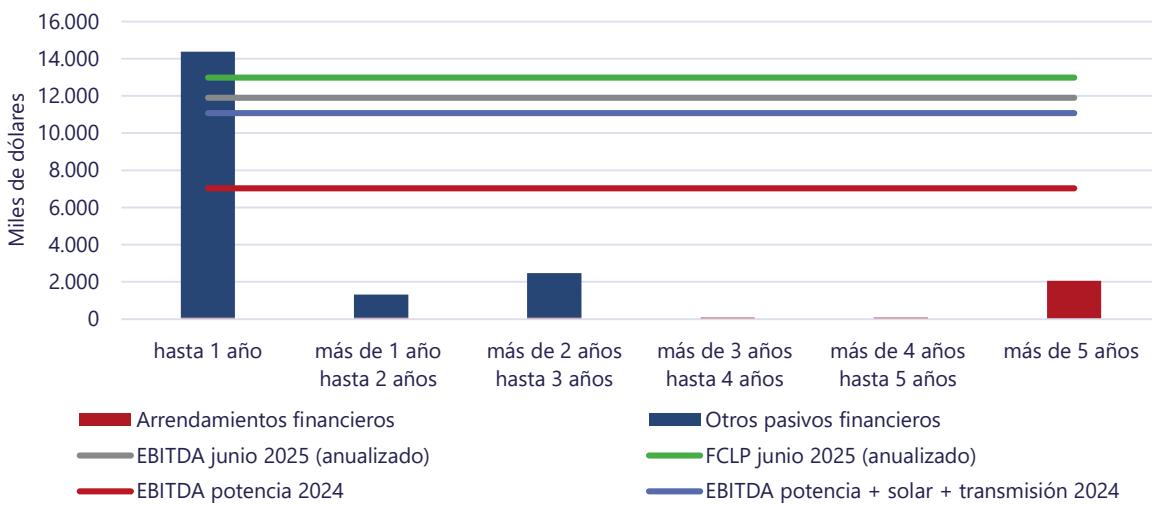


Ilustración 10: Evolución del perfil de vencimiento

Evolución de la liquidez

Enlasa Generación, ha presentado ciertos niveles de deterioro en su liquidez, estando actualmente por bajo la unidad. A junio de 2025 la razón circulante avanzó hasta las 0,70 veces, explicado, principalmente, por un aumento de activos corrientes por mayores cuentas por cobrar, inventarios y efectivos, así como una disminución de sus pasivos corrientes, principalmente de sus otros pasivos financieros corrientes, aminorado por un incremento de cuentas por pagar. Sin embargo, esta medición debiese exhibir mejoras según la información compartida por la compañía en lo más reciente, con la reducción de la deuda de corto plazo.



Ilustración 11: Razón circulante

Evolución de la rentabilidad⁹

Durante la primera parte del periodo de análisis, los ratios de rentabilidad presentaron un incremento relacionado principalmente al aumento de ventas de energía. Luego, en 2024, se presentó una normalización de estos ratios y a junio del 2025 anualizado la caída continuó asociada principalmente a un gasto contable no recurrente por la venta de activos de autogeneración, finalizando con una rentabilidad del activo de 2,3%, una rentabilidad operacional de 4,4% y una rentabilidad del patrimonio del orden del 4,1%.

⁹ 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.

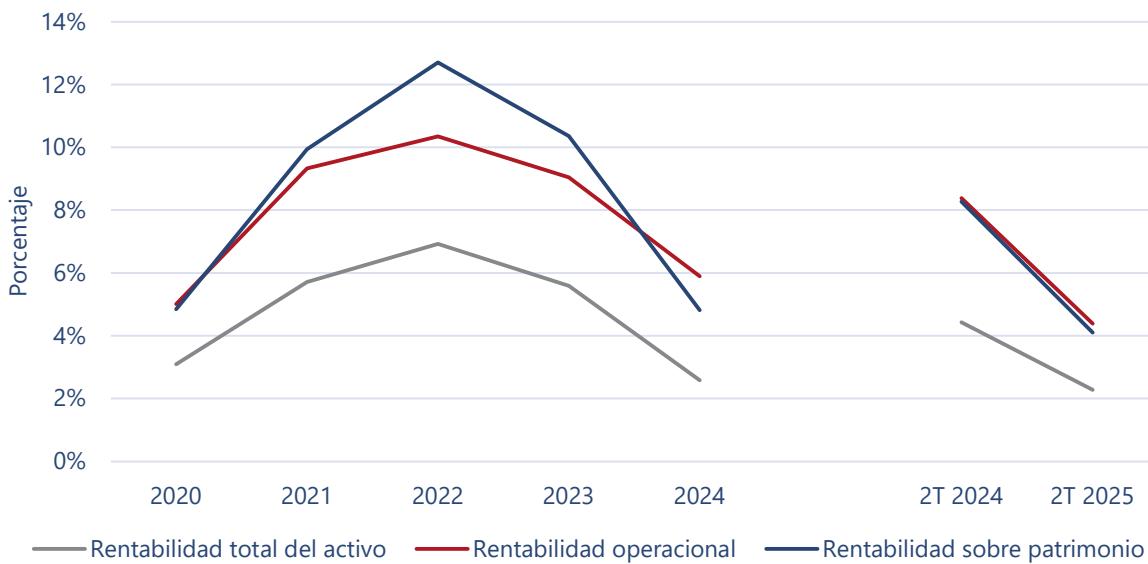


Ilustración 12: Evolución de las rentabilidades

Ratios financieros

Ratios Financieros	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Ratios de liquidez						
Liquidez (veces)	2,63	1,47	1,30	1,71	2,06	1,83
Razón Circulante (Veces)	0,95	1,17	0,69	0,75	0,51	0,70
Razón Circ. (s/CxC a Emp. Relac.) (veces)	0,93	1,16	0,69	0,75	0,50	0,70
Razón Ácida (veces)	0,8	1,05	0,51	0,61	0,40	0,56
Rotación de Inventarios (veces)	5,67	19,11	17,80	7,34	6,97	8,38
Promedio Días de Inventarios (días)	64,33	19,1	20,51	49,70	52,37	43,58
Rotación de Cuentas por Cobrar (veces)	4,82	3,4	9,63	5,87	5,58	4,19
Promedio Días de Cuentas por Cobrar (días)	75,7	107,46	37,92	62,15	65,43	87,05
Rotación de Cuentas por Pagar (veces)	6,82	4,72	31,86	5,41	4,15	3,08
Promedio Días de Cuentas por Pagar (días)	53,54	77,38	11,46	67,48	88,02	118,51
Diferencia de Días (días)	-22,16	-30,08	-26,46	5,32	22,58	31,46
Ciclo Económico (días)	-86,5	-49,18	-46,97	-44,38	-29,78	-12,12

Ratios de endeudamiento	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Endeudamiento (veces)	0,37	0,47	0,44	0,48	0,44	0,41
Pasivo Exigible sobre Patrimonio (veces)	0,58	0,89	0,77	0,93	0,79	0,71
Pasivo Corto Plazo a Largo Plazo (veces)	0,37	0,87	0,94	0,62	0,72	0,75
Período Pago de Deuda Financiera (veces)	2,75	2,15	1,32	2,17	2,05	1,74
EBITDA sobre Deuda Financiera (veces)	0,36	0,47	0,76	0,46	0,49	0,58
Porción Relativa Bancos y Bonos (%)	63,02%	55,87%	44,26%	51,65%	46,09%	36,52%
Deuda Relacionada sobre Pasivos (%)	3,38%	3,49%	12,30%	6,77%	4,41%	0,68%

Veces que se gana el Interés (veces) 3,99 9,61 10,23 6,78 2,01 2,21

Ratios de rentabilidad	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Margen Bruto (%)	43,38%	24,11%	17,42%	31,00%	36,08%	31,42%
Margen Neto (%)	17,59%	10,79%	10,12%	16,71%	10,38%	7,89%
Rotación del Activo (%)	17,99%	47,91%	70,30%	30,94%	25,76%	30,30%
Rentabilidad Total del Activo (%) *	3,14%	5,91%	7,44%	5,96%	2,69%	2,37%
Rentabilidad Total del Activo (%)	3,10%	5,71%	6,93%	5,59%	2,59%	2,28%
Inversión de Capital (%)	143,32%	140,16%	150,09%	163,16%	158,85%	144,78%
Ingresos por Capital de Trabajo (veces)	-33,71	12,77	-10,65	-6,75	-2,82	-5,66
Rentabilidad Operacional (%)	5,01%	9,33%	10,35%	9,04%	5,90%	4,39%
Rentabilidad Sobre Patrimonio (%)	4,85%	9,95%	12,70%	10,36%	4,81%	4,11%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. dsctada.) (%)	37,96%	67,85%	76,78%	58,58%	48,63%	54,73%
Cto. de Exp. sobre Ing. de Exp. (dep. sin dsctar.) (%)	56,62%	75,89%	82,58%	69,00%	63,92%	68,58%
Gtos. Adm. y Vta. sobre Ing. de Exp. (%)	14,62%	4,63%	3,16%	5,37%	10,39%	10,17%
ROCE (Return Over Capital Employed) (%)	7,80%	16,23%	18,87%	16,55%	10,77%	7,76%
E.B.I.T.D.A. a Ingresos (%)	46,95%	25,64%	20,83%	37,13%	38,53%	28,73%
Otros indicadores	2020	2021	2022	2023	2024	2T 2025
Ctas. X Cob. Emp. Relac. sobre Patrimonio (%)	0,21%	0,35%	0,00%	0,04%	0,04%	0,00%
Terrenos sobre Pasivos Totales (%)	3,44%	2,18%	2,48%	1,91%	2,23%	2,45%
Invers. Valor Patrim. Proporción sobre Activos (%)	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Capital sobre Patrimonio (%)	95,69%	92,73%	91,22%	84,63%	83,84%	82,36%

"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."