



Empresa Eléctrica Cochrane S.A.

Análisis Razonado

Por el período terminado al 30 de septiembre de 2025

Empresa Eléctrica **Cochrane**

Índice

La Sociedad	<u>2</u>
Resumen del período	<u>2</u>
Análisis de resultados	<u>3</u>
Ingreso de actividades ordinarias	<u>3</u>
Costo de ventas	<u>4</u>
EBITDA	<u>4</u>
Resultado por segmento	<u>6</u>
Ganancia Bruta	<u>6</u>
Resultados no operacionales	<u>7</u>
Análisis de balance	<u>7</u>
Indicadores	<u>8</u>
Análisis de flujo de caja	<u>9</u>
Análisis de riesgos	<u>9</u>
Riesgo de mercado y financiero	<u>9</u>
Riesgos operacionales	<u>16</u>
Riesgo regulatorios	<u>17</u>

Resultados de Empresa Eléctrica Cochrane SpA. al 30 de septiembre de 2025

La Sociedad

Cochrane se dedica a la generación, transmisión y suministro de electricidad en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), operando sus dos unidades de energía a carbón, Cochane I y Cochane II, con una capacidad bruta agregada de 550 MW, ubicadas en la costa del Pacífico del norte de Chile en la ciudad de Mejillones, en la Región de Antofagasta (el "Complejo"). Estas unidades han estado en pleno funcionamiento desde julio de 2016 y octubre de 2016, respectivamente. Además, su sistema de almacenamiento de energía de batería de 20 MW ("BESS") permite aumentar nuestra generación en 130-150 GWh por año, al reemplazar la capacidad de generación que generalmente se reserva para la regulación de frecuencia y la reserva de rotación.

La Sociedad comercializa la energía eléctrica generada por sus unidades a grandes compañías mineras e industriales a través de contratos de venta de energía a largo plazo, y, en menor grado y solo si se cuenta con exceso de energía, en el mercado spot. La capacidad instalada neta del complejo está totalmente contratada en virtud de los contratos de energía a largo plazo, que proporcionan una fuente muy estable de flujo de caja recurrente.

Cochrane es subsidiaria de AES Andes, lo que le brinda sinergias importantes, como el acceso a la experiencia de sus empleados, suministro confiable de carbón a precios competitivos, soporte técnico, operativo y de mantenimiento, una cartera de productos de seguros disponibles y eficiencias operativas a través de instalaciones compartidas y acuerdos de servicios con Angamos, otra subsidiaria indirecta de AES Andes que opera dos unidades de carbón con una capacidad bruta agregada de 558 MW junto al complejo de Cochane.

Con fecha 16 de junio de 2020, Cochane fue inscrita en la Comisión para el Mercado Financiero ("CMF") bajo el registro número 1183.

A la fecha de presentación de los presentes estados financieros, los accionistas de Empresa Eléctrica Cochane SpA son: Inversiones Cochane SpA (60%) y AES Pacifico II SpA (40%).

Resumen del ejercicio

Para el período finalizado al 30 de septiembre de 2025 la variación positiva en el EBITDA acumulado fue de MUS\$7.492 (MUS\$2.593 en el trimestre), que se explica principalmente por un aumento en los cargos fijos consecuencia de su actualización por inflación, por discrepancias de panel de expertos y por la reliquidación de potencia registrada en el tercer trimestre de 2025.

A nivel operacional, la Ganancia Bruta acumulada al 30 de septiembre de 2025 fue de MUS\$119.044, lo que representa una variación positiva de un 6% o de MUS\$6.681 respecto al mismo período del año 2024, que obedece principalmente a las variaciones en el EBITDA enumeradas precedentemente.

Al 30 de septiembre de 2025, la Sociedad registró una utilidad de MUS\$62.753, MUS\$7.995 superior a la utilidad de MUS\$54.758 registrada en el mismo período del año 2024.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Análisis de resultados

La siguiente tabla presenta información de los estados financieros de la Sociedad para los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Ingresos de actividades ordinarias	373.200	354.524	18.676	5 %	128.186	113.317	14.869	13 %
Costo de ventas	(254.156)	(242.161)	(11.995)	5 %	(86.044)	(73.201)	(12.843)	18 %
Ganancia bruta	119.044	112.363	6.681	6 %	42.142	40.116	2.026	5 %
Gastos de administración	(1.240)	(1.550)	310	(20)%	(322)	(729)	407	(56)%
Ganancia (pérdida) por deterioro NIIF9	(76)	6	(82)	(1.367)%	(10)	(4)	(6)	150 %
Otras ganancias (pérdidas)	(289)	63	(352)	(559)%	—	—	—	— %
Ingresos financieros	1.807	2.049	(242)	(12)%	597	684	(87)	(13)%
Costos financieros	(33.419)	(36.438)	3.019	(8)%	(10.868)	(11.921)	1.053	(9)%
Diferencias de cambio	243	(741)	984	(133)%	(201)	(383)	182	(48)%
Ganancia (pérdida) antes de impuestos	86.070	75.752	10.318	14 %	31.338	27.763	3.575	13 %
Gasto por impuestos a las ganancias	(23.317)	(20.994)	(2.323)	11 %	(8.461)	(7.496)	(965)	13 %
Ganancia (perdida) neta del período	62.753	54.758	7.995	15 %	22.877	20.267	2.610	13 %

Ingresos de actividades ordinarias

La siguiente tabla presenta un desglose de las ventas netas de la Sociedad para los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Ventas de energía contratos no regulados	249.114	246.809	2.305	1 %	81.496	82.091	(595)	(1)%
Ventas de energía y potencia spot	110.118	97.686	12.432	13 %	39.944	26.802	13.142	49 %
Ingreso por transmisión	13.857	9.169	4.688	51 %	6.649	3.589	3.060	85 %
Otros ingresos ordinarios	111	860	(749)	(87)%	97	835	(738)	(88)%
Ingresos de actividades ordinarias	373.200	354.524	18.676	5 %	128.186	113.317	14.869	13 %

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Costo de ventas

La siguiente tabla presenta el desglose de los costos de ventas de la Sociedad por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Compra de energía y potencia	16.549	18.147	(1.598)	(9)%	6.820	5.240	1.580	30 %
Consumo de combustible	111.321	113.279	(1.958)	(2)%	36.050	31.910	4.140	13 %
Otros costos combustibles	12.281	11.351	930	8 %	3.579	3.395	184	5 %
Costo por transmisión	16.693	10.548	6.145	58 %	7.100	3.691	3.409	92 %
Otros costos de ventas productivos	54.798	46.545	8.253	18 %	18.306	14.843	3.463	23 %
Depreciación y amortización	42.514	42.291	223	1 %	14.189	14.122	67	— %
Costo de ventas	254.156	242.161	11.995	5 %	86.044	73.201	12.843	18 %

Balance Físico

GWh	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Clientes libres	1.147	1.222	(75)	(6)%	373	409	(36)	(9)%
Spot - redireccionamiento	731	562	169	30 %	269	105	164	156 %
Total Ventas de Energía	1.878	1.784	94	5 %	642	514	128	25 %
Generación Termoeléctrica	1.878	1.779	99	6 %	642	509	133	26 %

EBITDA

La siguiente tabla presenta un desglose del resultado antes de intereses, impuestos, depreciaciones y amortizaciones ("EBITDA") de la Sociedad por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Ingresos de actividades ordinarias	373.200	354.524	18.676	5 %	128.186	113.317	14.869	13 %
Costo de ventas	(254.156)	(242.161)	(11.995)	5 %	(86.044)	(73.201)	(12.843)	18 %
Margen Bruto	119.044	112.363	6.681	6 %	42.142	40.116	2.026	5 %
Depreciación y amortización	42.514	42.291	223	1 %	14.189	14.122	67	— %
Margen Operacional	161.558	154.654	6.904	4 %	56.331	54.238	2.093	4 %
Gastos administración y ventas	(1.240)	(1.550)	310	(20)%	(322)	(729)	407	(56)%
Otros costos (ingresos) no incluidos en EBITDA ⁽¹⁾	1.445	1.167	278	24 %	482	389	93	24 %
EBITDA	161.763	154.271	7.492	5 %	56.491	53.898	2.593	5 %

(1) Incluye incremento en la provisión de desmantelamiento con motivo del paso del tiempo y otros gastos e ingresos por función.

Variación en EBITDA

El EBITDA acumulado al 30 de septiembre de 2025 registró una variación positiva de MUS\$7.492 (MUS\$2.593 en el trimestre) que se explica principalmente por un aumento en los cargos fijos consecuencia de su actualización por inflación, por discrepancias de panel de expertos y por la reliquidación de potencia registrada en el tercer trimestre de 2025.

Se destacan las siguientes variaciones:

- Los ingresos de actividades ordinarias acumulados registraron un aumento de MUS\$18.676 (MUS\$14.869 en el trimestre), que se explica principalmente por un incremento en: i) las ventas de energía al mercado spot de MUS\$12.432 (MUS\$13.142 en el trimestre), explicado por mayores ventas físicas de 169GWh (164GWh en el trimestre) y por reliquidaciones de potencia positivas registrada en el tercer trimestre de 2025, ii) los ingresos por transmisión por MUS\$4.688 (MUS\$3.060 en el trimestre) debido principalmente al reconocimiento de reliquidaciones de peajes de transmisión registradas en el tercer trimestre de 2025 y iii) por las ventas de energía a contratos no regulados de MUS\$2.305, asociado a un incremento en los cargos fijos debido a su actualización por la inflación, compensado por menores ventas físicas de 75GWh.
- En el trimestre las ventas de energía a contratos no regulados registraron una disminución de MUS\$595 asociado a menores ventas físicas de 36GWh, compensado por los cargos fijos debido a su actualización por la inflación.
- Los costos de ventas registraron un aumento de MUS\$11.995 (MUS\$12.843 en el trimestre) que se explica principalmente por un incremento en i) los otros costos de venta por MUS\$8.253 (MUS\$3.463 en el trimestre), debido al aumento en las transacciones intercompañía con su relacionada AES Andes, ii) en los costos de transmisión por MUS\$6.145 (MUS\$3.409 en el trimestre) debido principalmente al reconocimiento de reliquidaciones de peajes costos de transmisión registradas en el tercer trimestre de 2025. Lo anterior, levemente compensado por una disminución en los costos de consumo de combustibles por MUS\$1.958 asociado a principalmente a menores precios promedio de carbón, compensado por mayores consumos físicos asociado a una mayor generación de 99GWh. En el trimestre los costos de consumo de combustibles aumentaron en MUS\$4.140, debido a mayores consumos físicos asociado a una mayor generación de 133GWh compensado por menores precios promedio de carbón.

Resultados por segmento

La Compañía actualmente administra sus actividades de operación sobre la base de un único segmento operativo, que abarca todas las actividades de la compañía, asignando recursos sobre la base de análisis de cada proyecto específico cuando éste se presenta.

Las explicaciones de las variaciones en resultados del único segmento identificado se han cubierto en las secciones anteriores.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Ganancia Bruta

La siguiente tabla muestra el detalle de la ganancia bruta por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

Ingresos Ordinarios	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Cientes no regulados	249.114	246.809	2.305	1 %	81.496	82.091	(595)	(1)%
Ventas Spot	110.118	97.686	12.432	13 %	39.944	26.802	13.142	49 %
Ingresos por transmisión	13.857	9.169	4.688	51 %	6.649	3.589	3.060	85 %
Otros ingresos ordinarios	111	860	(749)	(87)%	97	835	(738)	(88)%
Total ingresos ordinarios	373.200	354.524	18.676	5 %	128.186	113.317	14.869	13 %
Costos de Ventas								
Consumo de combustible	(111.321)	(113.279)	1.958	(2)%	(36.050)	(31.910)	(4.140)	13 %
Compras de energía y potencia	(16.549)	(18.147)	1.598	(9)%	(6.820)	(5.240)	(1.580)	30 %
Otros costos combustibles	(12.281)	(11.351)	(930)	8 %	(3.579)	(3.395)	(184)	5 %
Costos de transmisión	(16.693)	(10.548)	(6.145)	58 %	(7.100)	(3.691)	(3.409)	92 %
Depreciación y amortización	(42.514)	(42.291)	(223)	1 %	(14.189)	(14.122)	(67)	— %
Otros costos de venta productivos	(54.798)	(46.545)	(8.253)	18 %	(18.306)	(14.843)	(3.463)	23 %
Total costos de ventas	(254.156)	(242.161)	(11.995)	5 %	(86.044)	(73.201)	(12.843)	18 %
Total ganancia bruta	119.044	112.363	6.681	6 %	42.142	40.116	2.026	5 %

Durante los períodos finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024, la ganancia bruta registró un aumento de MUS\$6.681, que obedece principalmente a las variaciones en el EBITDA enumeradas precedentemente.

Resultados No Operacionales

La siguiente tabla resume las principales variaciones en los resultados no operativos de la Compañía, por los períodos de nueve y tres meses finalizados al 30 de septiembre de 2025 y 2024:

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Otras pérdidas	(289)	63	(352)	(559)%	—	—	—	— %
Ingresos financieros	1.807	2.049	(242)	100 %	597	684	(87)	(13)%
Costos financieros	(33.419)	(36.438)	3.019	(8)%	(10.868)	(11.921)	1.053	(9)%
Diferencias de cambio	243	(741)	984	(133)%	(201)	(383)	182	(48)%

- Ingresos financieros: la variación negativa se debe a menores intereses ganados producto de menores colocaciones financieras.
- Costos financieros: la variación positiva se explica por menores intereses devengados del bono serie 144/A durante el año 2025 producto de los pagos realizados de acuerdo con el cronograma de vencimientos.
- Diferencias de cambio: la variación positiva se debe principalmente al impacto de la depreciación del peso chileno respecto al dólar estadounidense en el período 2024, dada la posición activa que mantiene la Compañía en moneda local.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Impuesto a las ganancias

Durante el período finalizado el 30 de septiembre de 2025, el gasto por impuesto a las ganancias registró un aumento de MUS\$2.323, asociado principalmente al aumento en los resultados antes de impuestos.

	2025	2024	Variación	%	3T2025	3T2024	Variación	%
Ganancia (Pérdida) antes de impuestos	86.070	75.752	10.318	14 %	31.338	27.763	3.575	13 %
Gasto por impuesto a las ganancias	(23.317)	(20.994)	(2.323)	11 %	(8.461)	(7.496)	(965)	13 %
Ganancia (Pérdida) neta del ejercicio	62.753	54.758	7.995	15 %	22.877	20.267	2.610	13 %

Análisis de balance

	30 de septiembre 2025	31 de diciembre 2024	Variación	%
ACTIVOS				
Activo corriente	180.921	159.031	21.890	14 %
Activo no corriente	692.790	733.111	(40.321)	(5)%
Total activo	873.711	892.142	(18.431)	(2)%
PASIVOS				
Pasivo corriente	129.490	116.402	13.088	11 %
Pasivo no corriente	641.513	666.543	(25.030)	(4)%
Total pasivo	771.003	782.945	(11.942)	(2)%
PATRIMONIO	102.708	109.197	(6.489)	(6)%
Total pasivo y patrimonio	873.711	892.142	(18.431)	(2)%

Al 30 de septiembre de 2025, los activos totales registraron una disminución de MUS\$18.431 en relación con lo reportado al 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica por una disminución en los activos no corrientes en MUS\$40.321, asociado principalmente a la disminución en las propiedades, planta y equipo de MUS\$39.304 por el reconocimiento de la depreciación del período.

Los activos corrientes presentan un incremento de MUS\$21.890 asociado principalmente i) al aumento los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar por MUS\$6.758, debido al incremento en los deudores por venta no facturados, ii) en los inventarios por MUS\$5.821 asociado a un mayor stock de carbón iii) y a los otros activos no financieros por MUS\$4.502 asociado a la entrada de de las pólizas de seguros que mantiene la Compañía compensado por su amortización.

Al 30 de septiembre de 2025, los pasivos totales disminuyeron en MUS\$11.942, en relación al 31 de diciembre de 2024. Esta variación se explica por una disminución en los pasivos no corrientes por MUS\$25.030, por la baja en los otros pasivos financieros no corrientes por MUS\$31.298 debido al pago de capital del bono 144-AI compensado parcialmente por mayores pasivos por impuestos diferidos por MUS\$4.823.

Los pasivos corrientes aumentaron en MUS\$13.088, debido al aumento en los otros pasivos financieros corrientes por MUS\$11.060 asociado a la provisión de intereses por los bonos en 2025 y en las cuentas por pagar a

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

entidades relacionadas por MUS\$10.104 asociado al aumento en los cargos con su relacionada AES andes, compensado por la disminución de los pasivos por impuestos corrientes en MUS\$11.489.

El Patrimonio total presenta una disminución de MUS\$6.489, respecto a lo reportado al 31 de diciembre de 2024, que se explica principalmente por el pago de dividendos a sus accionistas por MUS\$72.500, compensado por la ganancia del período 2025 de MUS\$62.753,

Indicadores

		30 de septiembre 2025	31 de diciembre 2024
Liquidez			
Activos corrientes / Pasivos corrientes	(veces)	1,40	1,37
Razón ácida	(veces)	0,44	0,49
(Activo corriente - Inventarios) / Pasivo corriente	(veces)	1,18	1,17
Endeudamiento			
Pasivo exigible/Patrimonio neto	(veces)	7,51	7,17
Pasivos corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,17	0,15
Pasivos no corrientes/Pasivo exigible	(veces)	0,83	0,85
Pasivo exigible	(millones de dólares)	771	783
Cobertura gastos financieros	(veces)	3,80	3,41
Actividad			
Patrimonio neto	(millones de dólares)	103	109
Propiedades, planta y equipo. Neto	(millones de dólares)	679	718
Total activos	(millones de dólares)	874	892
Rentabilidad			
De los activos (1)	(%)	10,53	9,42
Del patrimonio (1)	(%)	89,58	76,93
Rendimiento activos operacionales (2)	(%)	25,29	22,98
Utilidad/Acción (3)	(Dólares)	0,211	0,193

(1) La rentabilidad de los activos y del patrimonio está calculada considerando la utilidad de 12 meses al cierre de cada ejercicio, y el activo y patrimonio a cada fecha.

(2) Los activos operacionales considerados para este índice están registrados en Propiedades, Planta y Equipos.

(3) La utilidad por acción al cierre de cada ejercicio está calculada considerando el número de acciones pagadas a cada fecha.

Los indicadores de liquidez mostraron mayormente un aumento respecto a los registrados en diciembre de 2024 que se explica principalmente por el aumento de los activos corrientes.

La cobertura de gastos financieros presenta un aumento explicada principalmente por el mayor resultado antes de impuesto.

La rentabilidad de los activos fue principalmente mayor a la registrada en diciembre de 2024, debido principalmente al aumento de los resultados.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Análisis de flujo de caja

El saldo final del efectivo y efectivo equivalente acumulado a 30 de septiembre de 2025 fue de MUS\$57.433, MUS\$40.046 inferior en comparación con el saldo final del período anterior de MUS\$97.479. El flujo neto total del período experimentó una variación positiva de MUS\$929 al 30 de septiembre de 2025.

	2025	2024	Variación	%	2025	2024	Variación	%
Flujo neto de operación	126.441	121.498	4.943	4 %	69.438	80.074	(10.636)	(13)%
Flujo neto de inversión	(1.633)	(4.619)	2.986	(65)%	(293)	(617)	324	(53)%
Flujo neto de financiamiento	(123.879)	(92.673)	(31.206)	34 %	(50.000)	—	(50.000)	(100)%
Flujo neto total del período	929	24.206	(23.277)	(96)%	19.145	79.457	(60.312)	(76)%
Efectos de la variación de la tasa de cambio	(216)	625	(841)	(135)%	14	112	(98)	(88)%
Saldo inicio efectivo y efectivo equivalente	56.720	72.648	(15.928)	(22)%	38.274	17.910	20.364	114 %
Saldo final de efectivo y efectivo equivalente	57.433	97.479	(40.046)	(41)%	57.433	97.479	(40.046)	(41)%

- El flujo neto de operaciones registró una variación positiva de MUS\$4.943, explicado principalmente por menores pagos a proveedores neto de mayor recaudación de clientes por MUS\$6.902 y por menores pagos de IVA por MUS\$4.597, compensado parcialmente por mayores pagos de impuestos a las ganancias por MUS\$6.289. En el trimestre, el flujo neto de operaciones registró una variación negativa de MUS\$10.636 que se explica principalmente por mayores pagos a proveedores.
- El flujo neto de inversión acumulado registró una variación positiva de MUS\$2.986, (MUS\$324 en el trimestre) que se explica principalmente por menores compras de propiedades, planta y equipos en 2025.
- El flujo neto utilizado en actividades de financiamiento registró una variación negativa de MUS\$31.206 (MUS\$50.000 en el trimestre), explicado principalmente por mayores distribuciones a los accionistas en 2025.

Análisis de riesgos

Riesgo de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo en el valor razonable de los flujos de efectivo futuros varíe debido a un cambio en los precios de mercado. Entre los riesgos de precio de mercado se consideran tres tipos: riesgo de tipo de cambio, riesgo de tasa de interés y riesgo de precio de combustibles. El riesgo financiero se refiere a la posibilidad de ocurrencia de eventos que tengan consecuencias financieras negativas y este último considera: riesgo de crédito y riesgo de liquidez.

Riesgo tipo de cambio

La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense dado que los ingresos, costos, inversiones en equipos y deuda financiera son principalmente determinados en base del dólar estadounidense. Además, en Chile la Compañía está autorizada a declarar y pagar sus impuestos a las rentas en dólares estadounidenses. El riesgo de tipo de cambio está asociado a ingresos, costos, inversiones y deuda financiera denominada en moneda distinta al dólar estadounidense.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochran - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Al 30 de septiembre de 2025, y dada la posición activa neta que la Compañía mantenía en pesos chilenos, el impacto de una devaluación de 10% en la tasa de cambio del peso chileno con respecto al dólar estadounidense al cierre del periodo habría generado un impacto negativo realizado de aproximadamente MUS\$1.295 en los resultados de Cochran.

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024, la deuda de Cochran está denominada en dólares estadounidenses.

La compañía al mantener el 70,5% de los ingresos, 95% los costos y un 100% deuda financiera en moneda dólar logra mitigar el riesgo del tipo de cambio.

Riesgo de la tasa de interés

El riesgo de la tasa de interés es el riesgo que el valor razonable o los flujos de efectivo futuros de un instrumento financiero fluctúen debido a cambios en las tasas de interés de mercado. La exposición de la Compañía al riesgo de cambio en las tasas de interés de mercado se relaciona principalmente con obligaciones financieras a largo plazo con tasas de interés variables.

Al 30 de septiembre de 2025 y 31 de diciembre de 2024 Cochran mantiene su deuda a tasa fija con lo cual ante un incremento del 10% en las tasas de interés variables no tendría efectos en resultados de la compañía.

Riesgo del precio de combustible

La Compañía se ve afectada por la volatilidad de precios de ciertos combustibles. El combustible utilizado por Cochran es el carbón, que es un "commodity" con precios internacionales fijados por factores de mercado ajenos a la Compañía.

El precio del combustible es un factor clave para el despacho de las centrales y los precios spot. Dado que Cochran es una empresa de generación térmica, el costo de combustible representa una parte importante de los costos de venta.

Actualmente, todos los contratos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) de Cochran incluyen mecanismos de indexación que ajustan los precios en función del aumento y disminución de los precios de carbón de conformidad con los índices y los períodos de ajuste especificados en cada contrato, a los efectos de mitigar las variaciones en el costo del combustible. Además, se ha comprometido la mayoría de la energía producida por la Compañía en virtud de sus PPA (100% de septiembre de 2017 en adelante), con lo cual se minimiza la exposición a los precios del mercado spot.

En base a lo antes expuesto, se estima que un alza del 10% en los costos del carbón durante el período finalizado al 30 de septiembre de 2025, no generaría un impacto significativo en los resultados.

Riesgo crédito

El riesgo de crédito está asociado con la calidad crediticia de las contrapartes con la sociedad que establecen relaciones. Estos riesgos se ven reflejados fundamentalmente en los deudores por venta y en los activos financieros, incluyendo depósitos con bancos, otras instituciones financieras y otros instrumentos financieros.

Con respecto al riesgo de crédito asociado a los deudores por ventas bajo contratos que provienen de la actividad comercial, este riesgo es históricamente muy limitado, debido a que este cobro se realiza en el corto plazo lo que hace que los clientes no acumulen individualmente montos significativos pendientes de cobro. Adicionalmente, los clientes de Cochran son principalmente compañías mineras de elevada solvencia y un porcentaje importante de ellas

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochrane - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

o sus controladoras cuentan con clasificaciones de riesgo local y/o internacional de grado de inversión, como se detalla a continuación:

- Sociedad Química y Minera de Chile S.A. ("SQM") empresa listada en la bolsa de Santiago y que opera en el norte de Chile, cuenta con clasificación internacional (Baa1/BBB+) y local en Chile (AA).
- Sierra Gorda SCM, que está bajo el control de South32, (BBB+/Baa1) y KGHM International Ltd (sin calificación).
- Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A., ("Quebrada Blanca") cuyos accionistas son: Sumitomo Metal Mining Co, Ltd. ("SMM"), Sumitomo Corporation ("SC"), Teck Resources Ltd. (Baa3/BBB-/BBB-) y Empresa Nacional de Minería (sin calificación), esta última propiedad de la República de Chile.

Respecto a Quebrada Blanca, accionistas principales Teck Resources Ltd., SMM y SC proporcionaron garantías del cumplimiento de las obligaciones de Quebrada Blanca emanadas del PPA que esta mantiene con Cochrane, donde el importe de las garantías disminuye en línea con la etapa de finalización de la mina.

Para mitigar el riesgo de crédito de los clientes, Cochrane mantiene garantías por un total de US\$469 millones para las obligaciones de pago de los clientes bajo sus PPAs en forma de cartas de crédito de instituciones financieras calificadas con grado de inversión y/o garantías corporativas de sus matrices calificadas con grado de inversión. De conformidad con los términos de los PPAs, las obligaciones bajo estas cartas de crédito y las garantías corporativas pueden aumentarse o disminuirse en función de la capacidad de nuestros clientes para cumplir ciertos umbrales de construcción, operativos o financieros o el cambio en las calificaciones de grado de inversión de sus respectivas matrices.

Si la Compañía tiene excedente de energía, ésta se vende en el mercado spot obligatoriamente a los distintos integrantes deficitarios del SEN según el despacho económico realizado por esta entidad.

En cuanto a las inversiones financieras que realiza Cochrane tales como pactos de retrocompra y depósitos a plazo, incluyendo derivados, si los hubiere, se ejecutan con entidades financieras locales y extranjeras con clasificación de riesgo nacional y/o internacional mayor o igual a "A" en escala de Standard & Poors y Fitch y "A2" en escala Moody's. Existen políticas de caja, inversiones y tesorería, las cuales guían el manejo de caja de la Compañía y minimizan el riesgo de crédito.

Riesgo de liquidez

El riesgo de liquidez está relacionado con las necesidades de fondos para hacer frente a las obligaciones de pago. El objetivo de la Compañía es mantener la liquidez y flexibilidad financiera necesarias a través de flujos operacionales normales, préstamos bancarios, bonos públicos, inversiones de corto plazo, líneas de crédito comprometidas y no comprometidas.

Cochrane, como subsidiaria de AES Andes, tiene la política de dejar un mínimo de caja disponible de aproximadamente MUS\$ 10.000 para hacer frente a sus obligaciones. Al estar completamente contratada a través de sus contratos PPA, sus flujos son predecibles y puede presupuestar con anticipación las fluctuaciones de caja.

Al 30 de septiembre de 2025, Cochrane cuenta con un saldo de efectivo y efectivo equivalente de MUS\$57.433.

Adicionalmente, al 30 de septiembre de 2025, Cochrane cuenta con líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$2.598.

Análisis Razonado

Empresa Eléctrica Cochrane - Septiembre 2025

(Importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

Deuda Financiera

El capital total de la deuda financiera al 30 de septiembre de 2025 es de MUS\$618.429 correspondientes a dos créditos ejecutados en noviembre 2019 y Julio de 2020, compuesto por (i) un bono local por MUS\$485.000, denominado en USD con vencimiento en el año 2034, y (ii) un bono 144/A garantizado por MUS\$133.429, denominado en USD con vencimiento en el año 2027.

Tasa de Vencimiento al 30 de septiembre de 2025 (en millones de dólares)									
	Vencimiento	Tasa de interés promedio	Total	2025	2026	2027	2028	2029	2030 +
Bono 144 A	2027	5,50%	133,43	33,67	67,38	32,38	—	—	—
Bono Serie A	2034	6,25%	485,00	—	—	11,95	67,42	72,09	333,54
Total			618,43	33,67	67,38	44,33	67,42	72,09	333,54

Riesgos operacionales

Los riesgos operacionales se relacionan con la posibilidad de fallas o deficiencias futuras que pueden obstaculizar los objetivos estratégicos, operativos y/o financieros de la Compañía.

Hidrología

Las operaciones de Cochrane en Chile pueden verse afectadas por las condiciones hidrológicas, dado que la hidrología es un factor clave para la determinación de precios y, en consecuencia, el despacho de las centrales en el sistema.

Actualmente, la generación de las dos unidades de Cochrane se encuentra con su volumen totalmente contratado, con lo cual mitiga en gran parte la exposición a las variaciones hidrológicas.

Riesgo de Demanda

La demanda y el consumo eléctrico de clientes y de los sistemas en los que la Sociedad opera constituyen una variable clave para los resultados de la compañía y para la determinación de los precios de mercado. La compañía mitiga el riesgo de demanda a través de la ejecución de contratos con niveles de consumo comprometidos para grandes clientes ("Take or Pay"). La exposición a la demanda de clientes está limitada a la variación en el consumo de pequeños clientes comerciales e industriales.

Como se mencionó anteriormente, la exposición a la demanda en el mercado spot está limitada por la estrategia comercial en Chile.

Riesgo de Suministro de combustibles

La política de compra de combustible se complementa con una gestión de inventario que permita mitigar sustancialmente el riesgo de no contar con este combustible. Adicionalmente, esta política mitiga los riesgos de desvalorización de inventario, balanceando el oportuno suministro y respectivo consumo.

Fallas operacionales y mantenimientos

Las fallas operacionales, mantenimientos programados o no programados que afecten la disponibilidad de las unidades, podrían tener un efecto adverso en los resultados de la Compañía.

A pesar de que la Compañía realiza regularmente mantenimientos y mejoras operacionales a sus unidades para garantizar la disponibilidad comercial de ellas y mantiene vigentes pólizas de seguros operacionales, eventualmente podrían presentarse fallas que resulten en indisponibilidad comercial. Un período significativo de indisponibilidad en las unidades de la Compañía, ya sea por fallas operacionales o mantenimientos (programados o no programados) podría significar, en algunos escenarios hidrológicos, que el cumplimiento de nuestros contratos de suministro se realice comprando energía en el mercado spot, condiciones que podrían aumentar los costos operacionales, afectando negativamente los resultados de la Sociedad.

Riesgo Regulatorio

Como empresa de generación eléctrica Cochran, está sujeta a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El riesgo regulatorio se relaciona a potenciales cambios en la legislación vigente que pudieran afectar adversamente los resultados de la Compañía.

No se puede garantizar que las leyes o normas de Chile no serán modificadas, o no serán interpretadas en una manera que podría afectar a la Compañía en forma adversa o que las autoridades gubernamentales otorguen efectivamente cualquier autorización.

Su matriz, AES Andes participa activamente en el desarrollo del marco regulatorio, haciendo comentarios y propuestas a los proyectos de ley presentados por las autoridades.

A continuación se detallan los proyectos más relevantes relacionados con cambios en regulación eléctrica

Plan Descarbonización Ministerio Energía- Versión Final

Con fecha 8 de noviembre de 2024, el Ministerio de Energía publicó el borrador del Plan de Descarbonización. El documento destacaba la necesidad de una etapa en donde la existencia de habilitantes definiera el camino factible a seguir para la descarbonización, sin comprometer el retiro vinculante de ninguna central térmica del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, se destacaba la importancia de las centrales a carbón, desde su aporte técnico como también a la economía nacional.

Con fecha 2 de octubre de 2025, se publicó la versión definitiva de dicho Plan de Descarbonización. Respecto al cronograma de cierre de centrales, el Plan establece la meta referencial entre los años 2035-2040. El plan se centra en la concreción de condiciones habilitantes, dentro del plazo de una década, para un retiro gradual y seguro. Asimismo, establece que el Coordinador deberá realizar un Estudio de Seguridad y Suficiencia durante el año 2027, para evaluar la viabilidad técnica del retiro definitivo de las últimas centrales a carbón del Sistema Eléctrico Nacional.

El plan enfatiza especialmente la necesidad de sustituir adecuadamente los atributos técnicos que aportan las centrales a carbón, y en acelerar la incorporación de tecnologías limpias para garantizar un suministro seguro y resiliente.

En resumen, el Plan presenta 28 medidas concretas, entre las que destacan:

- Ingreso de proyecto de ley de “Tramitación acelerada de proyectos de descarbonización” durante el año 2025.
- Agenda de Servicios Complementarios de corto plazo, para perfeccionar el mercado de servicios, para los atributos de inercia y flexibilidad, durante el año 2026 y la ejecución de un estudio para identificar la flexibilidad requerida por el sistema.

- Mesa de Trabajo para evaluar el régimen de impuesto a las emisiones durante el año 2026.
- Evaluación y propuestas de cambios al régimen de remuneración de los sistemas de transmisión, en particular relativos a un pago estampillado y esquemas financieros de riesgos en transmisión, a realizar durante años 2026-2027.
- Mejoras al proceso de contratación regulada durante los años 2026-2027. Análisis y Adaptación regulatoria para Mercado Mayorista de ofertas durante años 2026-2028.
- Elaboración de propuestas de modificación al régimen de pago por potencia durante los años 2027-2028.

Anteproyecto de Ley de Descarbonización Acelerada

Con fecha 16 de junio 2025, el Ministerio de Energía presentó las principales consideraciones conceptuales de un futuro proyecto de ley “Régimen de Tramitación Acelerada para la Descarbonización”. La propuesta conceptual busca fijar por ley que las centrales térmicas de carbón deben cerrar durante el año 2035 o en la fecha más próxima una vez cumplidas las Condiciones Habilitantes.

Se entenderá como Condiciones Habilitantes, las que aseguren suministro de energía, seguridad y atributos operacionales del sistema eléctrico, otorgadas por otras tecnologías eléctricas de nuevos proyectos aún no construidos.

Tecnologías que podrán ser seleccionadas para otorgar los atributos de Condiciones Habilitantes:

- Reconversión de actuales CT de Carbón (especial priorización)
- Sistemas de almacenamiento
- Nueva generación renovable
- Nuevos sistemas de transmisión

Los proyectos seleccionados deberán asegurar que entrarán en operación a más tardar el año 2035 y elegir, financiar y ejecutar un proyecto en beneficio a las comunidades parte del área de influencia del proyecto. El Gobierno espera iniciar la tramitación del proyecto de ley en el Congreso antes de finalizar el año 2025.