



Memoria Anual 2024

Empresa Eléctrica Cochrane SpA

ÍNDICE

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA.....	3
DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DEL NEGOCIO	5
PROPIEDAD Y ACCIONES.....	43
RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE	45
ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL.....	47
HECHOS RELEVANTES DE LA ENTIDAD.....	49
SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS	50

IDENTIFICACIÓN DE LA COMPAÑÍA

Identificación e información de contacto

Nombre o razón social	Empresa Eléctrica Cochrane SpA
Tipo de sociedad	Sociedad por Acciones
R.U.T.	76.085.254-6
Dirección	Los Conquistadores 1730, Piso 10; Providencia
Código Postal	7520282
Teléfono	+56 2 3333 8300
Sitio Web	http://www.aesandes.com
Correo	juan.carrasco@aes.com; andrea.sougarret@aes.com

Documentos constitutivos

- (i) Empresa Eléctrica Cochrane SpA (en adelante, “Cochrane”, la “Compañía” o la “Sociedad”) se constituyó por escritura pública de fecha 25 de septiembre de 2009 en la Notaría de Santiago de don Osvaldo Pereira González, bajo el Repertorio número 13.372-09. Un extracto de la referida escritura se inscribió a fojas 51.378 número 35.570 del Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago del año dos mil nueve, y publicado en el Diario Oficial de fecha veintinueve de octubre de dos mil nueve. Desde su constitución y hasta esta fecha, la Sociedad ha sido modificada en las siguientes ocasiones:
- (ii) la primera modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 28 de noviembre de 2012, reducida a escritura pública de fecha 28 de noviembre de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don René Benavente Cash, bajo el Repertorio número 39.814-2012. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 90.002 número 63.252 correspondiente al año 2012 y publicado en el Diario Oficial de fecha 15 de diciembre de 2012. Mediante esta modificación se acordó transformar la sociedad de sociedad anónima a sociedad por acciones, modificando por consiguiente su razón social de Empresa Eléctrica Cochrane S.A. a Empresa Eléctrica Cochrane SpA;
- (iii) la segunda modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 28 de noviembre de 2012, reducida a escritura pública de fecha 28 de noviembre de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don René Benavente Cash, bajo el Repertorio número 39.815-2012. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 90.003, número 63.253 correspondiente al año 2012 y publicado en el Diario Oficial de fecha 15 de diciembre de 2012. Mediante esta modificación se acordó aumentar el capital social;
- (iv) la tercera modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 29 de noviembre de 2012, reducida a escritura pública de fecha 29 de noviembre de 2012, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha, bajo el Repertorio número 26.637-2012. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 91.765, número 64.689 correspondiente al año 2012 y publicado en el Diario Oficial de fecha 27 de diciembre de 2012. Mediante esta modificación se acordó aumentar el capital social;

- (v) la cuarta modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 17 de febrero de dos mil catorce reducida a escritura pública en la misma fecha, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Avello Concha, bajo el Repertorio número 4.057-2014. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 15.980, número 10.060 correspondiente al año 2014 y publicado en el Diario Oficial de fecha siete de marzo de 2014. Mediante esta modificación se acordó aumentar el capital social;
- (vi) la quinta modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 9 de enero de 2015, reducida a escritura pública de fecha 9 de enero de 2015, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el Repertorio número 617-2015. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 6.202 número 3.940 correspondiente al año 2015 y publicado en el Diario Oficial de fecha 22 de enero de 2015. Mediante esta modificación se acordó aumentar el capital social;
- (vii) la sexta modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 24 de noviembre de 2017, reducida a escritura pública de fecha 24 de noviembre de 2017, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el Repertorio número 26.725-2017. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas noventa y un mil quinientos cuarenta y ocho, número cuarenta y ocho mil novecientos cincuenta y dos correspondiente al año dos mil diecisiete y publicado en el Diario Oficial de fecha seis de diciembre de dos mil diecisiete. Mediante esta modificación se acordó disminuir el capital social;
- (viii) la séptima modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 1 de junio de 2018, reducida a escritura pública de fecha 1 de junio de 2018, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el Repertorio número 10.120-2018. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas cuarenta y un mil setecientos veintisiete, número veintiún mil ochocientos cincuenta y seis correspondiente al año dos mil dieciocho y publicado en el Diario Oficial de fecha seis de junio de dos mil dieciocho. Mediante esta modificación se acordó disminuir el capital social;
- (ix) la octava modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 26 de noviembre de 2018, reducida a escritura pública de fecha 28 de noviembre de 2018, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el Repertorio número 23.212-2018. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas noventa y tres mil quinientos noventa, número cuarenta y ocho mil veintinueve correspondiente al año dos mil dieciocho y publicado en el Diario Oficial de fecha doce de diciembre de dos mil dieciocho. Mediante esta modificación se acordó cancelar y dejar sin efecto las acciones suscritas y no pagadas, además de disminuir el capital social;
- (x) la novena modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 12 de septiembre de 2019, reducida a escritura pública de fecha 12 de septiembre de 2019, otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Raby Benavente, bajo el Repertorio número 9.315-2019. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas setenta y cinco mil cuatrocientos ochenta y uno, número treinta y seis mil novecientos setenta y seis correspondiente al año dos mil diecinueve y publicado en el Diario Oficial de fecha veinticinco de septiembre de 2019. Mediante esta modificación se sanearon vicios formales de la escritura pública otorgada en la Notaría de Eduardo Diez Morello bajo el repertorio 23.212-2018. Además, se dejó sin efecto la cancelación de las acciones suscritas y no pagadas de dicha escritura;
- (xi) La décima modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 5 de diciembre de 2019, reducida a escritura pública con fecha 10 de diciembre de 2019, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Javier Diez Morello, bajo el Repertorio número 24.628-2019. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago,

a fojas 100.832, número 49.374 correspondiente al año 2019 y publicado en el Diario Oficial de fecha veintitrés de diciembre de 2019. Mediante esta modificación se aprobaron las modificaciones a los estatutos de la Sociedad que fueren convenientes o necesarias para permitir su inscripción en el Registro de Valores y se fijó un texto refundido de los estatutos;

- (xii) Por escritura pública de fecha 19 de febrero de 2020, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Diez Morello, bajo el Repertorio número 2.816-2020, comparece don Javier Dib, en su calidad de Gerente General y declara que el capital de la Sociedad ha quedado reducido de pleno derecho a la suma efectivamente suscrita y pagada. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, al margen de la inscripción social, con fecha 24 de febrero de 2020;
- (xiii) La undécima modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 24 de septiembre de 2020, reducida a escritura pública con la misma fecha en la Notaría de Santiago de don Patricio Raby Benavente, bajo el Repertorio número 7.494-2020. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 61.623, número 29.390 correspondiente al año 2020 y publicado en el Diario Oficial de fecha 26 de septiembre de 2020. Mediante esta modificación se acordó disminuir el capital social;
- (xiv) La duodécima modificación se acordó en junta extraordinaria de accionistas de fecha 28 de octubre de 2020, reducida a escritura pública con fecha 29 de octubre de 2020, otorgada en la Notaría de Santiago de don Eduardo Javier Diez Morello, bajo el Repertorio número 16.640-2020. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 71.502, número 34.348 correspondiente al año 2020 y publicado en el Diario Oficial de fecha 4 de noviembre de 2020. Mediante esta modificación se acordó disminuir el capital social;
- (xv) La trigésima modificación, se acordó por escritura pública de fecha 6 de diciembre de 2022, otorgada en la Notaría de Santiago de don Patricio Raby Benavente bajo el Repertorio número 13.173-2022. Un extracto de dicha escritura fue inscrito en el Registro de Comercio del Conservador de Bienes Raíces de Santiago, a fojas 109586, número 48936 correspondiente al año 2022 y publicado en el Diario Oficial de fecha 31 de diciembre de 2022. Mediante esta modificación se acordó disminuir el capital social.

DESCRIPCIÓN DEL ÁMBITO DEL NEGOCIO

Objeto social y reseña histórica

Cochrane tiene por objeto: **a)** la generación, transmisión, compra, venta y distribución de energía y potencia eléctricas en cualquier lugar del país o en el extranjero; **b)** la ejecución y explotación de obras de infraestructura civil, hidráulica y de cualquier otra naturaleza; **c)** La inversión en toda clase de bienes muebles e inmuebles; **d)** la participación en la formación de sociedades de cualquier tipo e incorporación a sociedades ya existentes; **e)** la participación en toda clase de licitaciones, adjudicaciones y propuestas, ya sean públicas o privadas; y **f)** la prestación de servicios de asesoría integral. Para el cumplimiento de su objeto, la Sociedad podrá obtener, transferir, comprar, arrendar, gravar, y en general, explotar en cualquier forma las concesiones a que se refiere la Ley General de Servicios Eléctricos, y demás derechos que se requieran, las concesiones de obras públicas, y los derechos de aprovechamiento de aguas de cualquier naturaleza. La Sociedad podrá también construir y operar todo tipo de centrales para la generación de energía y potencia eléctrica ya sea por cuenta propia o de terceros. En el cumplimiento del objeto social, la sociedad podrá realizar directa o indirectamente, por cuenta propia o de terceros, el giro antes indicado.

La construcción de la Central Cochrane (550 MW), ubicada en la Región de Antofagasta en Chile, se inició en 2012 de acuerdo al contrato de ingeniería y construcción con Posco Engineering & Construction. Ese mismo año, se firmaron contratos a largo plazo con importantes compañías mineras para gran parte de la energía de esta central y se concretó su financiamiento bajo la modalidad de "Project Finance". Adicionalmente, en noviembre de 2012, se incorporó como accionista de Eléctrica Cochrane, Mitsubishi Corporation, mediante la suscripción del 40% de las acciones de la sociedad.

La construcción de Cochrane concluyó en 2016, en julio inició operación comercial la Unidad 1 y en octubre, la Unidad 2.

El 16 de junio de 2020, DE Cochrane SpA, subsidiaria de DL Energy Co, compró la totalidad de las acciones de Mitsubishi Corporation, 174,465,498 acciones emitidas por Empresa Eléctrica Cochrane SpA, equivalentes al 40% de la propiedad de Cochrane.

Sector industrial

Cochrane es una empresa de generación eléctrica con presencia en el Sistema Eléctrico Nacional ("SEN") en Chile. A continuación, se explican las principales características y regulaciones del sector eléctrico en el país.

Sistema eléctrico Nacional en Chile (SEN)

El Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se conformó con la interconexión de los sistemas SIC y SING en noviembre de 2017 a través de un proyecto liderado por Transmisora Eléctrica del Norte S.A. ("TEN"), propiedad de Engie, y Red Eléctrica de España, a través de una subsidiaria. Los proyectos de TEN consistieron en la línea de transmisión Kapatour - Changos de 220kV y la línea de transmisión Changos - Maintencillo de 500kV. El SEN entró en pleno funcionamiento en mayo de 2019.

La capacidad instalada (potencia máxima bruta) del SEN al cierre de diciembre de 2024 alcanzó los 36.778 MW (considerando 995 MW en proyectos con periodo de puesta en servicio), de los cuales el 34,4% es provisto por centrales termoeléctricas, el 20,6% por centrales hidroeléctricas y 30,4% es provisto por centrales solares, como se muestra en la tabla

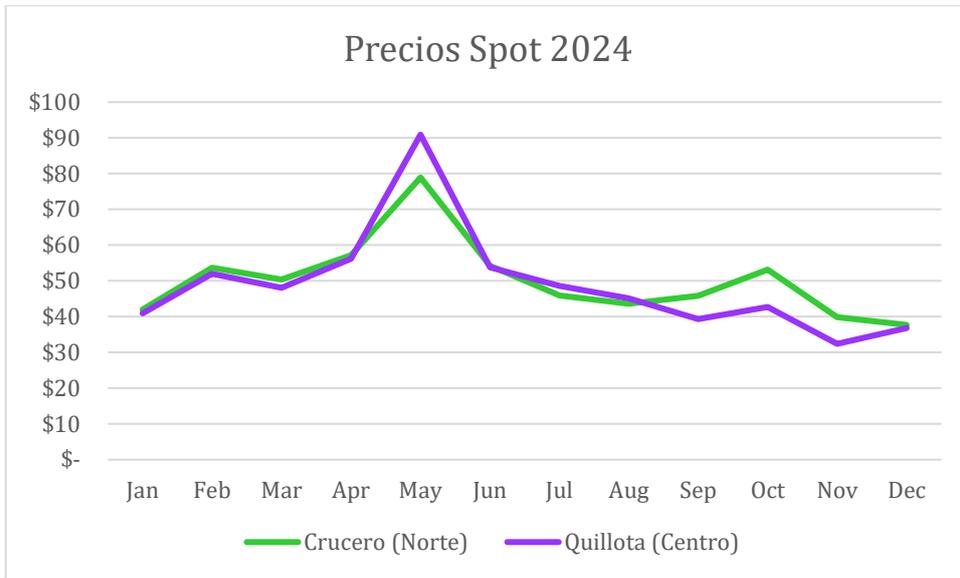
Tipo de Tecnología	MW	%
Térmica	12.646,6	34,4%
Hídrica	7.566,0	20,6%
Eólica	5.279,6	14,4%
Solar	11.190,9	30,4%
Geotérmica	94,9	0,3%
Total	36.777,9	100%

Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Durante el 2024, la potencia instalada del sistema creció en 2.501,9 MW. Del total de la potencia incorporada, 51,6 MW correspondieron a capacidad hidroeléctrica, 569,6 MW a capacidad eólica y 2.129,6 MW a solar. Además, se redujo en 293,7 MW la capacidad termoeléctrica.

Al cierre del año, las ventas totales de energía a nivel nacional crecieron 3,0% comparado con 2023, registrando un aumento de 3,3% en el segmento libre y un crecimiento de 2,5% en el segmento regulado.

Durante el 2024, los precios spot fueron, en promedio, más bajos que el mismo periodo del año anterior, debido a una mejor hidrología y a una baja en precios de los combustibles.

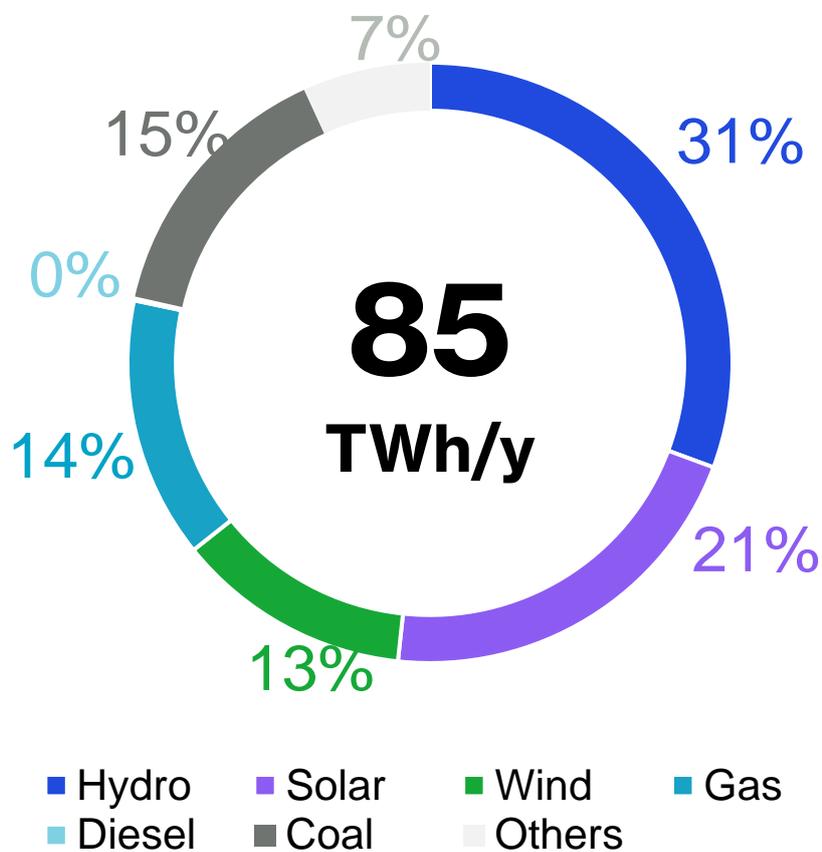


Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CEN).

Al 31 de diciembre de 2024, la participación de mercado de Cochran en el SEN fue de 2,8% en términos de generación bruta de electricidad.

La siguiente figura proporciona un desglose de la generación en Chile por fuente de energía en el SEN en 2024:

Generación por fuente de energía (GWh)
2024



Fuente: Coordinador Eléctrico Nacional (CNE).

Capacidad instalada

La capacidad instalada bruta de Cochrane en el SEN es de 550 MW, con una participación de mercado basada en la capacidad instalada neta de 1,5% al 31 de diciembre de 2024. Los principales competidores en este sistema han sido Engie, con una capacidad instalada bruta de 2,7 GW, Enel con una capacidad instalada bruta de 8,9 GW y Colbún con una capacidad instalada bruta de 3,5 GW. AES Andes (ex AES Gener) también opera en el SEN, con una capacidad instalada de 3,0 GW al 31 de diciembre de 2024 (excluyendo Cochrane y TermoAndes, una central generadora a gas natural propiedad de AES Andes en Salta, Argentina, que está conectado al SEN a través de la línea de transmisión de InterAndes, pero vende energía exclusivamente en Argentina a la fecha de realización de este prospecto). Las siguientes tablas proporcionan la generación bruta de electricidad en el SEN por compañía para los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2024 y 2023:

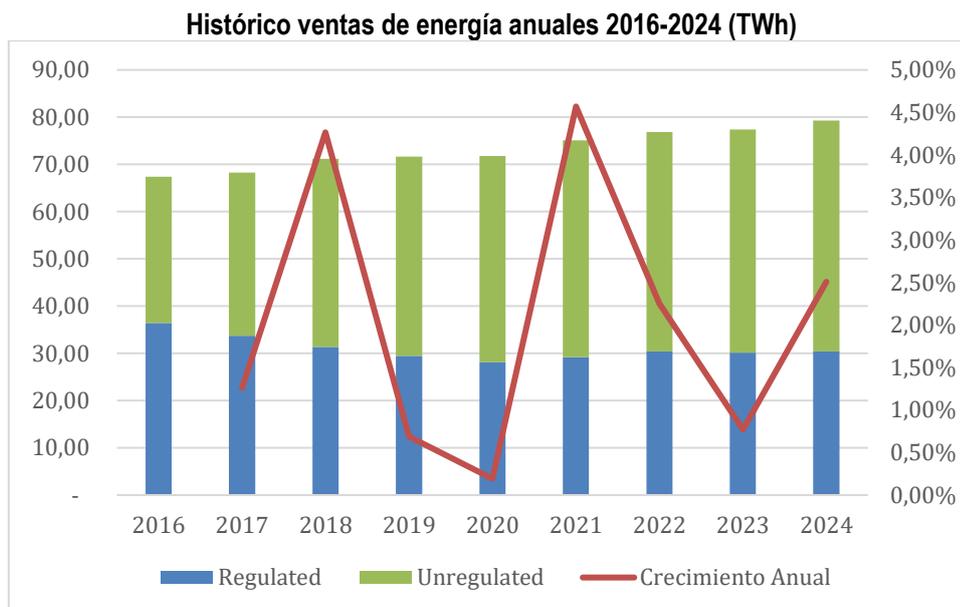
Generación total en el SEN (bruto) por empresa

	Por el año terminado el 31 de diciembre,		Por el año terminado el 31 de diciembre,	
	2024		2023	
	GWh	%	GWh	%
Enel	25.387	29,8%	24.416	29,3%
Engie	4.857	5,7%	4.396	5,3%
Colbun	10.014	11,7%	11.528	13,8%
AES Andes ⁽¹⁾	6.704	7,9%	8.159	9,8%
Cochrane	2.385	2,8%	2.216	2,6%
Guacolda	2.542	3,0%	2.742	3,3%
Otros	33.397	39,2%	29.934	35,9%
Total generación	85.285	100,0%	83.392	100,0%

Fuente: CNE. ⁽¹⁾ No incluye Cochrane y si incluye Angamos y Norgener.

Demanda histórica

La demanda / venta de energía en el año 2024 totalizó 79.623 GWh entre ventas a clientes regulados y libres lo cual representa un crecimiento de 3,0% respecto a 2023. En ventas reguladas se registraron 31.008 GWh (mayor en 2,5% respecto de 2023), y en ventas de clientes libres 48,614 GWh (mayor en 3,3% respecto de 2023). En el siguiente gráfico se ilustra la evolución de ventas anuales del SEN.



Fuente: CNE.

Producción y operación del sistema

El despacho de las plantas de generación en el SEN es independiente de la capacidad específica contratada de cada planta. El despacho es coordinado de manera centralizada por el Coordinador Eléctrico basado en el "orden de mérito", que se determina por orden de costo variable ascendente, incluidos los costos de combustible y no combustible. Por ejemplo, si un generador tiene un Contrato de Compra de Energía (PPA por sus siglas en inglés, *Power Purchase Agreement*) con una compañía minera y su planta está fuera de servicio o solo puede generar a un costo que está por encima del punto de corte establecido por el Coordinador Eléctrico, dicho generador tendrá que comprar su energía en el mercado spot a un costo marginal para cumplir con sus obligaciones contractuales. Por el contrario, un generador que tenga una capacidad rentable disponible incluso después de cumplir con sus obligaciones de PPA podrá vender su energía en el mercado spot al costo marginal que prevalece en este momento. Sujeto a las disposiciones establecidas en RM 39 y DS 130, según las cuales las plantas que operan a su nivel mínimo técnico no establecen el costo marginal del sistema, el costo marginal, que es el precio de mercado al contado en cualquier momento, lo establece la unidad que puede proporcionar los siguientes KWh de energía al costo más bajo para minimizar los costos de energía del sistema. Actualmente, Cochrane cuenta con autorización para despachar energía dada su generación eficiente, y se espera que continúe en el futuro.

Marco Regulatorio

Desde 1982 el sector eléctrico en Chile se estructura sobre la base de la iniciativa y la propiedad privada, en un marco de competencia de mercado para la generación y las expansiones de transmisión. La regulación está basada respecto a una empresa eficiente para la distribución y transmisión y son las entidades estatales, incluidas las relacionadas con el sector eléctrico, las que desempeñan un rol regulador y fiscalizador de acuerdo a la Constitución y la legislación vigente. Estas entidades se agrupan en el Ministerio de Energía y en el Ministerio del Medio Ambiente y cuentan con organismos para las distintas áreas del sector energético: Comisión Nacional de Energía (CNE), Coordinador Independiente del SEN, Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC), Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental, Superintendencia del Medio Ambiente, Tribunales Ambientales y Dirección General de Aguas (DGA).

La construcción y entrada en operación de las centrales generadoras requieren de permisos ambientales y eléctricos regulados por la legislación chilena. Sin perjuicio de la competencia de los tribunales ordinarios de justicia, la institucionalidad eléctrica chilena considera un panel de expertos como organismo técnico independiente que se informa y resuelve en forma expedita la mayoría de las controversias entre las empresas del sector eléctrico y/o entre ellas y las autoridades energéticas. Las distintas actividades del sector eléctrico están reguladas por la Ley General de Servicios Eléctricos, DFL N° 1 de 1982 del Ministerio de Minería. Entre algunas modificaciones posteriores a la ley, se encuentran Ley N° 19.940 del 2004, conocida como Ley Corta I y Ley N°20.018/2005 o Ley Corta II, que mantiene inalterados los aspectos medulares del modelo eléctrico chileno. Ley N° 20.936 del 2016: conocida como Ley de Transmisión que establece, entre otros, un nuevo Sistema de Transmisión Eléctrica y la creación de un organismo coordinador independiente del SEN. Como consecuencia de estas modificaciones, cambió el texto de la Ley General de Servicios Eléctricos que actualmente está contenido en el DFL N° 4/20.018 del año 2006 del Ministerio de Economía Fomento y Reconstrucción. Las actividades del sector eléctrico también se encuentran reguladas por los correspondientes reglamentos y normas técnicas. El mercado de generación se basa principalmente en contratos de largo plazo entre generadores y clientes, que especifican el volumen, el precio y las condiciones para la venta de energía y potencia. La ley establece dos tipos de clientes:

• **Clientes libres**

Consumidores con potencia conectada superior a 5MW (por lo general, de tipo industrial o minero) y aquellos con potencia conectada entre 500kW y 5MW que hayan optado por la modalidad de precio libre por al menos cuatro años. Estos clientes no están sujetos a regulación de precios por lo que pueden negociar libremente los valores y condiciones del suministro eléctrico con las empresas generadoras.

• **Clientes regulados**

Consumidores cuya potencia conectada es igual o inferior a 500 kW, y adicionalmente, aquellos clientes con potencia conectada de entre 500 kW y 5 MW que hayan optado también por cuatro años por un régimen de tarifa regulada. Estos clientes reciben suministro desde las empresas distribuidoras, las cuales deben desarrollar licitaciones públicas para asignar los contratos de suministro de energía eléctrica que les permitan satisfacer su consumo.

Una situación análoga ocurre con las transacciones de potencia que están determinadas anualmente por el CEN y generan transferencias desde las compañías excedentarias de potencia firme, respecto a sus compromisos de potencia de punta con sus propios clientes y con las deficitarias. Las transferencias físicas y monetarias de energía son determinadas por el CEN y se valorizan en forma horaria al costo marginal resultante de la operación del sistema. En el caso de la potencia, el precio es el costo marginal de potencia, que actualmente corresponde al precio de nudo de corto plazo de potencia de punta. La ley permite a las compañías generadoras y clientes regulados convenir reducciones voluntarias y temporales del consumo de energía eléctrica mediante incentivos, para así motivar el ahorro y uso eficiente de la energía eléctrica en situaciones de escasez.

Licitaciones de suministro regulado

En enero del 2015 entró en vigencia la Ley N° 20.805 que perfecciona el sistema de licitaciones de suministro eléctrico para clientes sujetos a regulaciones de precios, estableciendo que la CNE es responsable de elaborar las bases de licitación y las empresas distribuidoras cumplirán con los aspectos administrativos del proceso. Además, con el fin de favorecer la competencia, incorpora un régimen general de licitaciones efectuadas con cinco años de antelación e instaura un esquema más flexible para definir los bloques de suministro. También incluye cláusulas que permiten a los nuevos proyectos postergar o cancelar su venta de energía en caso de retrasos por procesos inimputables a sus desarrolladores. Bajo esta nueva ley de licitaciones, se han desarrollado tres procesos:

- Licitación de suministro 2015/01 (mayo 2015 a julio del 2016 que adjudicó a 84 empresas cinco bloques de energía por un total de 12.4 TWh/año (100%) a un precio promedio ponderado de 47.6 US\$/MWh.
- Licitación de suministro 2015/02 (junio 2015 a octubre 2020) que adjudicó tres bloques por 1.2 TWh/año (100%) a un precio medio de licitación de 79.3 US\$/MWh.
- Licitación de suministro 2017/01 (enero a noviembre 2017) que adjudicó a cinco empresas un total de 2,200 GWh/año (100%) a un precio promedio ponderado de 32.5 US\$/MWh.
- Licitación de suministro 2021-01 que adjudicó 2.3 TWh/año a un precio ponderado de 23.78 USD/MWh.
- Licitación de suministro 2022-01 que adjudicó 777 GWh/ año a un precio promedio de 37.38 USD/MWh, lo cual contempla el 14.8% del suministro que contemplaba la licitación originalmente (5.25 TWh/año).
- Licitación de suministro 2023-01 que adjudicó 3.6 TWh/año a un precio ponderado de 56.6 USD/MWh.

A través de las bases preliminares de licitación, la CNE informó una licitación a adjudicar el 2025 por 1.68 TWh/año, empezando su suministro en enero 2027 y terminando en diciembre 2030.

Servicios complementarios

En marzo del 2019, fue publicado el Reglamento de Servicios Complementarios (SSCC) a los que se refiere el Artículo 72°- 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos mediante Decreto Supremo N°113 y que establece un sistema de licitaciones y/o subastas para adjudicar la prestación de dichos servicios vigente desde el 1 de enero del 2020. En el período anterior a esa fecha, se prestaron servicios complementarios bajo el mismo marco actualmente vigente que establece que estos son instruidos directamente por el Coordinador Eléctrico Nacional y remunerados únicamente con la lógica de recuperar los costos de prestación. En diciembre del 2019, mediante Resolución Exenta N° 786, también se aprobó la normativa técnica asociada al nuevo reglamento de SSCC y en noviembre del 2020, la Comisión Nacional de Energía emitió el Informe de Definición de Servicios Complementarios referido en el inciso segundo del artículo 72°- 7 de la Ley General de Servicios Eléctricos mediante la Resolución Exenta N°442. Los principales aspectos del reglamento de SSCC, vigentes a partir del 1 enero del 2020, son:

- Se otorga al organismo Coordinador Eléctrico Nacional la responsabilidad de definir los SSCC que requiera el sistema, lo cual será en definitiva sancionado por resolución exenta por parte de la CNE junto con la capacidad para instruir la implementación obligatoria de nuevos recursos o infraestructuras para SSCC, de ser necesario. Los coordinados, por su parte, tendrán la obligación de poner a disposición del CEN los equipos y recursos con que cuenta el sistema para dicho efecto.
- En junio de cada año, el CEN elaborará un informe de SSCC acorde a la resolución de la CNE, donde se definirá el mecanismo para su implementación.
- Se definen tres mecanismos posibles para la implementación y remuneración de la prestación de SSCC que el Coordinador Eléctrico Nacional identifique: 1) Licitaciones con posibilidad de definición de precio techo y opción de reserva. 2) Subastas para requerimientos de cortísimo plazo, pudiendo establecer la comisión un precio techo. 3) Prestación por asignación directa de responsabilidad a una empresa coordinada, cuando las licitaciones o subastas sean declaradas desiertas o cuando no existan condiciones de mercado competitivas suficientes para realizarlas.
- En caso de que no sea posible efectuar licitaciones o subastas, se deberá efectuar un estudio de costos de acuerdo a bases aprobadas por la CNE, cuyos resultados serán recurribles ante el panel de expertos. En caso de licitaciones o subastas que hayan quedado desiertas, el costo corresponderá al precio techo.

- Para el caso de asignación directa bajo estudio de costo eficiente, la remuneración de las inversiones será efectuada por los usuarios finales a través de un cargo que se adicionará al cargo único de transmisión, el que se extenderá por un período igual a la vida útil de dichas inversiones. La remuneración por la prestación de los recursos técnicos requeridos en la operación del sistema será efectuada de conformidad a las disposiciones establecidas en la ley. Finalmente, cabe señalar que las distintas categorías de servicios complementarios han sido definidos por la Comisión Nacional de Energía el 23 de noviembre de 2020 mediante la Resolución Exenta N°442, con la cual se emitió el Informe de Definición de Servicios Complementarios referido en el inciso segundo del artículo 72°-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Coordinación de la operación del sistema eléctrico

En diciembre del 2019 fue publicado el Reglamento de la Coordinación y Operación del Sistema Eléctrico Nacional, mediante Decreto Supremo N°125. Sus principales aspectos generales son:

- Condiciones operacionales del sistema.
- Tratamiento de sistemas de almacenamiento de energía.
- Programación de la operación de corto, mediano y largo plazo.
- Transferencias económicas y costos marginales.
- Monitoreo de la cadena de pagos.
- Auditorías y desempeño del sistema.

Este reglamento deroga el Decreto Supremo N° 291, de 2007, que “aprueba el reglamento que establece la estructura, funcionamiento y financiamiento de los centros de despacho económico de carga”. En diciembre de 2020 mediante Resolución Exenta N°491, se aprobó la Norma Técnica de Indisponibilidad de Suministro y Compensaciones que regula las materias indicadas en artículo 72°-20 de la Ley General de Servicios Eléctricos.

Energías Renovables y Normativa de Emisiones

En el año 2008 se promulgó la Ley N°20.257 que promueve fuentes de ERNC, tales como la geotérmica, eólica, solar, biomasa, mareomotriz, mini hidro y cogeneración. Esta ley requería que un porcentaje de los contratos de suministro de los generadores posteriores al 31 de agosto de 2007, fuera abastecido con fuentes renovables. El porcentaje de energía requerido comenzaba con 5% para el período 2010-2015 incrementándose gradualmente hasta alcanzar un máximo de 10% en 2024. En octubre de 2013 se promulgó la Ley de Impulso a las ERNC (Ley N°20.698, también conocida como Ley N°20/25), que aumentó los requerimientos de ERNC al doble, definiéndose que al año 2025 un 20% de la energía comercializada contratada con posterioridad al 1 de julio de 2013, debe provenir de ERNC. Para impulsar la inversión y competitividad en el mercado eléctrico se promulgó la Ley de Concesiones Eléctricas en octubre de 2013, que simplifica el proceso de concesión provisional y fortalece el procedimiento para obtener la concesión definitiva adecuando los tiempos de tramitación y reduciendo plazos de 700 a 150 días. Además, precisa las posibles observaciones y oposiciones, modifica el proceso de notificaciones, moderniza el procedimiento de tasación de los inmuebles y soluciona los conflictos entre diferentes tipos de concesión. De esta manera, se facilita la incorporación de ERNC y la consecuente diversificación de la matriz energética dando una mayor certidumbre a los actores involucrados.

Dentro de la regulación ambiental cabe mencionar el Decreto Supremo N°13, que actualmente se encuentra en revisión del Ministerio de Medio Ambiente vigente desde 2011, que establece la norma de emisión para centrales termoeléctricas regulando los límites para las emisiones a la atmósfera de material particulado (MP), dióxido de azufre (SO₂), óxidos de nitrógeno (NO_x) y mercurio (Hg). Además, diferencia los límites de acuerdo al tipo de instalaciones (centrales nuevas y existentes) y tipo de combustible (sólido, líquido y gas). Para las instalaciones existentes, en cuanto a material particulado, el plazo de cumplimiento

fue fijado en 36 meses desde que fue dictada la norma (diciembre de 2013) y en el caso de NOx y SO2, un plazo de cuatro años para centrales localizadas en zonas declaradas como latentes o saturadas y de cinco para el resto del país.

En el 2014 se promulgó la Ley N°20.780 donde se establece un nuevo impuesto a las emisiones o “impuestos verdes”, que grava las emisiones al aire de material particulado, SO2, NOx y CO2, que producen las turbinas o calderas con una potencia igual o mayor a 50 MW y que, en el caso de las emisiones de CO2, quedó fijado en cinco dólares por tonelada de CO2 emitida. Los “impuestos verdes” rigen desde el año 2017 y su normativa fue modificada en febrero del 2020 por la Ley N°21.210 que moderniza la legislación tributaria. Esta modificación expande la base de tributación a todas las organizaciones que, individualmente o en conjunto, produzcan anualmente 100 o más toneladas de material particulado o 25.000 o más toneladas de CO2. Además, permite implementar programas de compensación de emisiones a partir de 2023, con lo que se reduce el cálculo de emisiones sobre el pago del impuesto. Finalmente, especifica los mecanismos para la notificación de la evaluación fiscal, los medios de impugnación disponibles para el contribuyente y los efectos que las modificaciones ordenadas por la autoridad ambiental tendrán en la emisión de una nueva evaluación de impuestos por parte del servicio de impuestos internos.

Transmisión de energía

En cuanto a la actividad de transmisión de energía eléctrica en alta tensión, la ley asegura a los propietarios de redes de transmisión el derecho a recuperar todos sus costos de capital, operación, mantenimiento y administración. La ley divide la red de transmisión en tres subsistemas:

- Nacional, compuesto por las líneas de transmisión imprescindibles para el abastecimiento integral del sistema eléctrico.
- Zonal, integrado fundamentalmente por los tendidos eléctricos que permiten abastecer los consumos en zonas de concesión de empresas distribuidoras.
- Dedicado, integrado por líneas destinadas principalmente al suministro de energía eléctrica a clientes libres o a evacuar la energía de centrales generadoras.

El valor anual de las instalaciones de transmisión nacional y zonal y el pago por uso de las instalaciones de transmisión dedicadas (utilizadas por parte de los usuarios sometidos a regulación de precios) son determinados por la CNE cada cuatro años en base a estudios de valorización de consultores independientes. La interacción del mercado es la que finalmente determina qué obras se desarrollan para el sistema nacional, considerando la opinión del Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (CISEN) y de la CNE y, en caso de controversias, de acuerdo a la resolución del Panel de Expertos. Las obras se asignan por menor canon (cobro anual) en licitaciones abiertas convocadas por cada CISEN.

En julio de 2016 se publicó la Ley N° 20.936 (también conocida como Ley de Transmisión) que establece, entre otros, que los sistemas de transmisión serán pagados por los usuarios finales a través de cargos únicos, calculados semestralmente por la CNE en el informe técnico respectivo en la determinación de los precios de nudo de corto plazo. El traspaso del pago de la transmisión hacia los usuarios finales se realizará de manera paulatina, comenzando el año 2019 y finalizando el año 2034.

Adicionalmente, la Ley de Transmisión crea al Coordinador Independiente del SEN en reemplazo de los Centros de Despacho Económico de Carga (CDEC), modificando su estructura interna y dotando al coordinador de nuevas obligaciones y facultades que lo independizan de las empresas de generación y transmisión. La nueva ley también define polos de desarrollo a aquellas zonas con alto potencial de generación de energías renovables cuyo aprovechamiento resulte de interés público. El valor anual de los polos de desarrollo es determinado por la CNE, al mismo tiempo que el de los otros segmentos de la transmisión.

Cada cinco años, el Ministerio de Energía deberá desarrollar un proceso de planificación energética de largo plazo para los distintos escenarios energéticos en cuanto a generación y consumo, en un horizonte de al menos 30 años. El resultado de este proceso servirá de insumo para la planificación anual de transmisión que lleva a cabo la CNE para al menos 20 años.

Acuerdos de descarbonización

Con el propósito de avanzar hacia un futuro más renovable, en enero de 2019 se alcanzó un acuerdo voluntario entre el Gobierno de Chile y las empresas de la Asociación de Generadoras de Chile (de la cual la Compañía es miembro), a través del cual se acordó no iniciar nuevos desarrollos de proyectos a carbón que no cuenten actualmente con un sistema de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes y crear un grupo de trabajo coordinado por el Ministerio de Energía, para analizar los aspectos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y suficiencia de cada central y del sistema eléctrico en su conjunto, entre otros, que permita establecer un calendario y condiciones para el cese gradual de la operación de las centrales de carbón que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono u otras tecnologías equivalentes.

Ley MPC de estabilización tarifaria

En 2022, Chile introdujo la legislación MPC, creando un nuevo mecanismo de estabilización para los clientes regulados de electricidad. La ley estableció un fondo de estabilización y un mecanismo temporal para gestionar los precios de la electricidad sin alterar los precios de los contratos de suministro regulados ni trasladar los costes de financiación a los proveedores. En su lugar, los generadores aplican un descuento en las facturas mensuales a los distribuidores, que posteriormente se reembolsa a través de Certificados MPC emitidos por el Tesoro chileno bajo la directiva del Ministerio de Hacienda.

Durante 2024, La empresa controladora de Cochrane, AES Andes, vendió cuentas por cobrar en virtud de este mecanismo, cobrando 4 millones de dólares en enero de 2024, 15 millones de dólares en mayo de 2024, 2 millones de dólares en agosto de 2024 y 217 millones de dólares en octubre de 2024.

Otras regulaciones publicadas durante 2024

Plan de Descarbonización del Ministerio de Energía - Versión preliminar

El 8 de noviembre de 2024, el Ministerio de Energía publicó el borrador del Plan de Descarbonización. El documento destaca la necesidad de una etapa en la que la existencia de factores habilitantes defina el camino factible a seguir en la descarbonización, sin comprometer la retirada vinculante de ninguna central térmica del Sistema Eléctrico Nacional. Asimismo, se destaca la importancia de las centrales térmicas de carbón, tanto desde su aportación técnica como desde su contribución a la economía nacional.

Como conclusión preliminar, se establece una hoja de ruta con las actuaciones y medidas necesarias para conseguir un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere eficientemente. Esto se traduce en un total de 45 medidas con responsables identificados, que requerirán acciones y modificaciones legales y regulatorias para su implementación. El documento ha sido sometido a consulta pública hasta el 15 de

enero de 2025, aportación con la que el Ministerio de Energía elaborará un documento definitivo durante el año 2025.

Ley de transición energética:

La Ley N° 21.721 fue publicada el 27 de diciembre de 2024. Entre las principales medidas de la ley se encuentran las siguientes:

- Establece la posibilidad de que Pequeños Medios de Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados en distribución promuevan obras de expansión del sistema zonal bajo su propio costo;
- Establece la posibilidad de que las empresas de escala utilitaria realicen propuestas a su propio costo en el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Las ofertas de obras de expansión retornan a su propietario. Permite la revisión del valor de la inversión (VI) adjudicada, cuando hay una terminación anticipada de un contrato para la ejecución de una obra de expansión, con el fin de tener un precio más acorde con la complejidad del proyecto.

Actividades y Negocios

Cochrane se dedica a la generación, transmisión y suministro de electricidad en el norte de Chile. Es propietaria de, y opera, dos unidades de generación de energía por combustión de carbón Cochrane I y Cochrane II, con una capacidad total bruta de 550 megavatios ("MW"), ubicadas en la costa del Pacífico del norte de Chile en la ciudad de Mejillones, en la Región de Antofagasta (en adelante, (el "Complejo"). Estas unidades han estado en pleno funcionamiento desde julio de 2016 y octubre de 2016, respectivamente. Además, tiene un sistema de almacenamiento de energía de a través de baterías (BESS) de 20 MW que permite aumentar la generación de las referidas unidades en 130-150 Gigavatios hora ("GWh") por año, al reemplazar la capacidad de generación que generalmente se reserva para la regulación de frecuencia y la reserva e en giro.

La Sociedad, vende la energía eléctrica generada a grandes y experimentadas compañías mineras e industriales a través de contratos de suministro de energía (PPAs) de largo plazo y, en menor grado y solo si tenemos un exceso de energía, a otras compañías de generación de energía en el mercado spot. La capacidad instalada neta del complejo Cochrane está totalmente contratada en virtud de nuestros PPAs a largo plazo, que proporcionan una fuente muy estable de flujo de efectivo constante. Hemos celebrado cinco PPAs con tres entidades:

- (i) dos con Sierra Gorda SCM ("Sierra Gorda"), una "joint venture" minera que pertenece en un 45% a SMM Sierra Gorda Inversiones Ltda., que pertenece en un 30% a Sumitomo Corporation y un 70% a Sumitomo Metal Mining Co., Ltd. ("Sumitomo Metal Mining"), y que pertenece en un 55% a Quadra FNX Holdings Chile Ltda., que pertenece a KGHM International Ltd. ("KGHM"), una filial de KGHM Polska Miedz SA, un empresa estatal polaca que se dedica a la industria minera y de fundición con más de 55 años de experiencia y una importante controladora de reservas de cobre;
- (ii) dos con Sociedad Química y Minera de Chile SA ("SQM"), una sociedad anónima abierta chilena que cotiza en bolsa, con una calificación Baa1/BBB+ por Moody's y S&P, respectivamente; y

- (iii) uno con Compañía Minera Teck Quebrada Blanca SA ("Quebrada Blanca"), cuyos accionistas son Teck Resources Ltd. ("Teck Resources") (60% de participación) (calificación Baa3/BBB-/BBB- por Moody's, S&P y Fitch, respectivamente), Sumitomo Metal Mining (25% de participación) (calificada como AA- por Japan Credit Rating Agency, Ltd.), Sumitomo Corporation (5% de participación) (calificada como Baa1/A- por Moody's y S&P, respectivamente) y la Empresa Nacional de Minería de Chile (10% de participación).

Para el suministro de un total de 251 MW, 110 MW y 122 MW, respectivamente. Según estos PPAs, actualmente tenemos contratada el 100% de la capacidad instalada neta total de nuestro Complejo.

Al 31 de diciembre de 2024, estos PPAs tienen plazos que van desde 7 a 14 años, con un promedio de vida remanente de 10.91 años, e incluyen ciertas disposiciones de "transferencia" que nos permiten transferir la mayoría de nuestros costos de generación a nuestros clientes.

Para los doce meses terminados el 31 de diciembre de 2024 y 2023, la generación neta de la Sociedad fue de 2.390 GWh y 2,273 GWh, respectivamente. Las ventas de energía y potencia representaron aproximadamente el 97.3% y 97.2% de las ventas netas en 2024 y 2023, respectivamente. Durante los mismos períodos, las ventas netas totalizaron US\$491 millones en 2024 y US\$544 millones en 2023, mientras que la ganancia bruta fue de US\$165 millones en 2024, comparado con US\$151 millones el año anterior.

El siguiente mapa muestra la ubicación de nuestro Complejo y las minas de nuestros principales clientes:



Cochrane es una filial indirecta de AES Andes, calificada como Ba1 por Moody's Investors Service, Inc. ("Moody's") y BBB- por Fitch Ratings, Inc. ("Fitch"). Adicionalmente, Cochrane tiene clasificación local de A+ con perspectiva estable por Fitch y por Feller Rate. AES Andes posee activos y un grupo de compañías que se dedican a la generación, transmisión y suministro de electricidad en América Latina y una de las compañías de generación de energía más grandes de Chile.

El 16 de junio de 2020, DE Cochrane SpA, subsidiaria de DL Energy Co, compró 174,465,498 acciones emitidas por Empresa Eléctrica Cochrane SpA de Diamond Pacific Investment Limitada. Como resultado de esta transacción, los accionistas actuales de la Compañía son: Inversiones Cochrane SpA (60%); y DE Cochrane SpA (40%).

El 4 de septiembre de 2020, AES Andes acordó vender el 49,99% de su valor económico en Cochrane a Investment Fondo TIF Inversiones SpA (TIF Inversiones), propiedad de Toesca Infraestructura II Fondo de Inversión, por US\$113,5 millón. TIF Inversiones se incorporó a la propiedad de Cochrane como socio indirecto minoritario a través de Inversiones Cochrane SpA.

La relación de la Sociedad con AES Andes proporciona sinergias importantes, como el acceso a una importante base de experimentados ejecutivos y empleados, un suministro confiable de carbón a precios competitivos, soporte técnico, operativo y de mantenimiento y una cartera de productos de seguros disponibles. Además, el Complejo está ubicado junto al complejo eléctrico Empresa Eléctrica Angamos S.A. ("Angamos") que al igual que nuestro Complejo, utiliza tecnología de carbón pulverizado alimentada por carbón bituminoso y sub bituminoso. Como proyectos adyacentes, podemos aprovechar las sinergias y reservas en diversas áreas, incluyendo servicios portuarios, existencias de carbón, servicios e instalaciones compartidas. Angamos es otra filial indirecta de AES Andes que opera dos unidades de generación de energía por combustión de carbón con una capacidad total bruta de 558 Megavatios (MW). Cochrane ha celebrado un contrato de servicios compartidos con Angamos (el "Contrato de Servicios Compartidos") y un contrato de instalaciones compartidas con Angamos (el "Contrato de Instalaciones Compartidas") y, junto

con el Contrato de Servicios Compartidos, los “Contratos de Instalaciones y Servicios Compartidos”), lo que nos permite mejorar la eficiencia y la rentabilidad.

Contrato de Servicios Compartidos

Conforme al Contrato de Instalaciones Compartidas con Angamos en base al cual tanto Angamos como Cochrane tienen derecho a utilizar las instalaciones compartidas en forma recíproca (incluyendo, entre otros, el parque de carbón y su equipo relacionado, el edificio de administración, los vestuarios, las duchas, el teléfono, y el acceso a Internet, taller, áreas de descarga y estacionamiento, comedores y ruta de acceso, etc.). El propietario de las respectivas instalaciones compartidas es responsable de su operación y administración, que, en el caso de ambas empresas es AES Andes. Conforme al Contrato de Instalaciones Compartidas, Cochrane paga a Angamos un honorario fijo anual de US\$1.97 millones (indexado anualmente por el Índice de Precios al Consumidor de los Estados Unidos), pagadero en cuotas mensuales. Como garantía de los derechos de ambas partes conforme al Contrato de Instalaciones Compartidas, Angamos y Cochrane han alquilado recíprocamente sus respectivas instalaciones compartidas. Además del Contrato de Instalaciones Compartidas, Cochrane celebró el Contrato de Servicios Compartidos con Angamos, conforme al cual Angamos y Cochrane acordaron proveer, en la medida que tengan capacidad disponible, ciertos servicios requeridos para la operación de cada uno (como la posibilidad de vender y entregar carbón recíprocamente). Solo se efectuarán pagos conforme al Contrato de Instalaciones Compartidas en caso de requerir servicios de Angamos, en cuyo caso, el precio de esos servicios se negociará en condiciones de mercado. Ambos contratos tienen vigencia durante un período de 30 años y caducan el 27 de marzo de 2043. También Cochrane celebró (i) un contrato que rige el uso compartido de la concesión marítima otorgada a Angamos que es utilizada por Angamos y por Cochrane para la toma y descarga de agua de y hacia el mar; y (ii) un contrato mutuo de no molestar el desarrollo y la operación de la central del otro.

Por último, Cochrane también celebró un contrato de arrendamiento con Angamos y una opción de compra otorgada por Angamos para adquirir la propiedad en la que se construyó el Complejo, por el monto total que se estima que será aproximadamente de US\$5 millones. Durante el año 2024, Cochrane ejecutó la opción de compra y se pagó en su totalidad.

Fortalezas Competitivas de Cochrane

- *Energía eléctrica totalmente contratada generada por nuestro Complejo bajo PPAs a largo plazo, proporcionando flujos de fondos estables y predecibles.*

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane ha celebrado PPAs de largo plazo con compañías mineras e industriales sólidas que representan aproximadamente el 100% de la capacidad instalada neta de nuestro Complejo hasta 2030 y el 78% hasta 2034. Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane mantenía garantías por un total de US\$477 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. Cabe señalar durante 2021, garantías emitidas por Sierra Gorda fueron liberadas, al certificar el cumplimiento de ciertos criterios financieros de acuerdo a lo estipulado en el PPA.

Los PPAs de Cochrane tienen estructuras tarifarias favorables que permiten mitigar significativamente el riesgo de flujo de efectivo. Estas estructuras incluyen (i) un cargo mensual fijo, que opera como una cláusula *take-or-pay* (*contrato de compra en firme*) mediante la cual recibimos el pago por la capacidad contratada, independientemente de si el cliente la usa o no, e

independientemente del envío (incluso durante interrupciones forzosas), excepto en caso de circunstancias de *fuera de fuerza mayor* que se extienden más allá de ciertos plazos, y (ii) un cargo mensual variable proporcional a la energía real que entregamos.

Los PPAs de Cochrane también incluyen disposiciones de *pass-through* que permiten cobrar sus clientes las variaciones en los precios del combustible, sujeto a ciertos requisitos de rendimiento de sus unidades de generación de energía y otros costos como el mantenimiento, ciertos cambios en la ley y los peajes de transmisión, entre otros. Debido a estas disposiciones, las fluctuaciones en el precio del combustible tienen un impacto mínimo en nuestros estados financieros.

- *Bajo costo de producción y posición competitiva en la curva de despacho*

Si bien el costo de combustible de la Sociedad es el costo de ventas más significativo, el cual representó el 47% del costo total de ventas para los doce meses finalizados el 31 de diciembre de 2024, actualmente es uno de los más bajos comparado con los competidores termoeléctricos de Cochrane. Esto se debe a (i) la avanzada tecnología de combustión de Cochrane, (ii) economías de escala dado que, como filial de AES Andes, aprovecha la estrategia de compra de combustible de AES Andes según la cual las compras de combustible se realizan de manera consolidada, y (iii) mayores eficiencias y sinergias de los Contratos de Instalaciones y Servicios Compartidos con Angamos. Asimismo, los PPAs prevén un traspaso de los costos de combustible y aumentos incrementales de los costos relacionados.

- *Situación financiera sólida y predecible*

La estructura de los PPAs de Cochrane permite generar flujos de fondos estables y trasladar a los clientes la mayoría de los costos variables. Con el Complejo de última generación recientemente construido, los requisitos de gastos de capital de Cochrane son mínimos y durante los períodos de mantenimiento, cuando no se puede suministrar energía, los PPAs permiten trasladar las compras al mercado spot, sujeto a ciertas limitaciones. La previsibilidad de los flujos de fondos en consecuencia proporciona a la Sociedad liquidez estable y confiable. Al 31 de diciembre de 2024 el saldo total de caja y equivalentes de caja fue de US\$57 millones.

- *Activo estratégico en el sector minero*

Cochrane opera en Chile, el país con la calificación crediticia más alta de América Latina (calificado A1/A/A- por Moody's, S&P y Fitch, respectivamente), y se beneficia de su entorno regulatorio sólido y estable. El marco regulatorio del sector eléctrico, que ha estado en vigencia desde 1982, se consolidó mediante una reforma legislativa ampliamente respaldada al marco regulatorio del sector eléctrico en 2005. El sector minero es la mayor fuente de generación de divisas de Chile y también es un sector importante de la economía chilena. Como compañías mineras e industriales de categoría mundial con algunos de los mejores activos del país bajo su propiedad, los propietarios finales de nuestros principales clientes, Sumitomo Corporation, Sumitomo Metal Mining, KGHM, Teck Resources y SQM, son contribuyentes significativos a la economía chilena.

- *Activo de clase mundial con un sólido historial operativo*

El Complejo Cochrane se basa en tecnología probada de carbón pulverizado. Asimismo, el Complejo se completó antes de lo previsto y por debajo del presupuesto. Está diseñado para resistir la actividad sísmica utilizando la misma tecnología que ayudó a las unidades Ventanas III y Ventanas IV de AES Andes (ubicadas en la Región de Valparaíso) a resistir el gran terremoto y tsunami que azotó a Chile en febrero de 2010. POSCO Engineering & Construction Co., Ltd. (junto con su Agencia en Chile, "Posco"), el contratista que construyó nuestro Complejo es el mismo contratista que construyó las unidades Ventanas III y Ventanas IV de AES Andes y el complejo Angamos. Nuestro complejo también está equipado con otra tecnología de vanguardia, como controles ambientales y equipos de mitigación de emisiones. También estamos equipados con

BESS, que nos permite aumentar nuestra capacidad de generación en 20 MW, o 130-150 GWh por año, al reemplazar la capacidad de generación generalmente reservada para la regulación de frecuencia y el servicio de reserva en giro.

Asimismo, el Complejo sigue estándares ambientales de clase mundial. Cumplimos con los Principios de Ecuador, las directrices del Banco Mundial y las directrices de la Unión Europea.

- *Accionistas sólidos y experimentados y sinergias únicas con AES Andes y Angamos*

Cochrane obtiene beneficios de un accionista con primer nivel de grado de inversión, AES Andes, que aporta su experiencia local en el mercado eléctrico chileno como desarrollador y operador de proyectos de servicios públicos, y su perspectiva global, a través de la larga trayectoria de desarrollo y operación de proyectos de The AES Corporation. Asimismo, nuestra relación con AES Andes proporciona sinergias importantes, como el acceso a una importante base de ejecutivos y empleados calificados, el 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 las Instalaciones Compartidas y los Contratos de Servicios con Angamos, otra filial indirecta de AES Andes que opera dos unidades de carbón con una capacidad bruta total de 558 MW junto a nuestro Complejo.

Estrategia y Objetivos Comerciales

La estrategia y objetivos comerciales de la Sociedad consisten en proporcionar electricidad confiable y sostenible en el SEN aprovechando nuestra excelencia operativa, comercial y financiera, y se basa en lo siguiente:

- *Brindar una calidad de servicio de clase mundial mientras opera el Complejo de manera segura, eficiente y sostenible*

Cochrane busca proporcionar una calidad de servicio de clase mundial mientras opera sus instalaciones de manera segura, eficiente y sostenible. El negocio de la Sociedad cumple con los parámetros mundiales de normas de seguridad, medio ambiente y operativas en la industria y promueve una cultura de salud, seguridad, prevención de accidentes y excelencia ambiental por parte de sus empleados, contratistas y comunidades locales. En términos de seguridad, la Compañía implementa y cumple las normas de seguridad de la industria para salvaguardar a sus empleados y contratistas y las comunidades donde se encuentran sus operaciones. En términos de eficiencia operativa, se enfoca en garantizar la disponibilidad a largo plazo, la confiabilidad y la integridad de los activos con el mantenimiento y el monitoreo preventivos y predictivos. Cochrane construyó el Complejo antes de lo previsto y por debajo del presupuesto, y ha estado operando de manera eficiente desde el momento en que sus unidades comenzaron a realizar la totalidad de sus operaciones comerciales en 2016. En términos de sostenibilidad, la Compañía busca desarrollar su negocio de manera que cumpla con las normativas legales y ambientales aplicables, minimice los impactos ambientales negativos y realice contribuciones positivas a las comunidades en las que opera. En particular, interactúa con las comunidades donde se encuentra el Complejo, a través de la creación de iniciativas de responsabilidad social y programas de desarrollo. Además, está explorando continuamente la implementación de medidas de eficiencia y tecnologías de generación de energía renovable para mejorar la eficiencia operativa general y la sostenibilidad del Complejo.

- *Mantener un perfil financiero sólido con flujos de fondos estables y predecibles*

La Compañía mantiene y busca mantener un perfil financiero sólido, métricas crediticias sólidas y proporcionar retornos estables a sus accionistas. Los principales objetivos financieros de Cochrane incluyen generar flujos de efectivo predecibles y estables, mantener una liquidez mínima adecuada y administrar su cronograma de amortización de deuda de acuerdo con el plazo de

nuestros PPAs. El modelo de negocio, que se basa en los PPAs a largo plazo que cubren completamente la capacidad de generación de la Sociedad a largo plazo, con disposiciones de *take-or-pay* y disposiciones de *pass-through*, la protege contra las fluctuaciones del precio de la electricidad, así como las fluctuaciones en su variable principal costos, como los precios de combustible.

- *Excelencia financiera*

La política financiera de la Sociedad se centra en la rentabilidad, estabilidad y liquidez para mantener y desarrollar el negocio. Sus objetivos financieros principales incluyen equilibrar la estructura de capital, mantener una liquidez adecuada y tener un cronograma de amortización de deuda de acuerdo con la generación de flujo de efectivo para evitar la volatilidad de las ganancias. Al 31 de diciembre de 2024, el saldo total de caja y equivalentes de caja fue de US\$57 millones y el total de pasivos no corrientes fue de US\$667 millones.

Capacidad de Generación

La tabla siguiente establece la capacidad de generación de electricidad bruta de cada una de las unidades de centrales eléctricas de la Sociedad.

Unidades de centrales de energía eléctrica de Cochrane Al 31 de diciembre de 2024				
Nombre de la Unidad	Tipo	Tipo de Combustible	Inicio del Servicio	Capacidad instalada (Bruta MW)
Cochrane I	Central termoeléctrica a carbón	Carbón	Julio 2016	275
Cochrane II	Central termoeléctrica a carbón	Carbón	Octubre 2016	275
Total Cochrane (Consolidado)				550

En el cuadro siguiente figura el balance físico de Cochrane:

GWh	Al 31 de diciembre de 2024	Al 31 de diciembre de 2023	Variación
Clientes libres	1.641	1.246	32%
Spot - redireccionamiento	749	1.027	-27%
Total Ventas de Energía	2.390	2.273	5%
Spot Compras	5	57	—
Generación Termoeléctrica	2.385	2.216	8%

La energía spot - redireccionamiento se refiere a la diferencia entre la energía contratada por el cliente y su consumo de energía real. Cuando Cochrane tiene la capacidad de generación disponible para cubrir este

diferencial, la energía se vende en el mercado spot y el margen se transfiere al cliente. Los ingresos por ventas de energía redirigida se incluyen como ingresos spot y el margen entre el costo variable y el precio spot se incluye como un descuento en la factura mensual a los clientes (reduciendo las ventas por contrato).

Desempeño global de activos

Estadística de operación:

Tipo Turbina	Unidades	Potencia (MW)	Consumo Específico 2024 (BTU/MWh)	EAF 2023(%)	EAF 2024 (%)	ESOF 2024 (%)	NCF 2024 (%)
Carbón /Vapor	2	550	10,479	94,82%	83,83%	3,61%	56,62%

EAF: Equivalent Availability Factor (Factor de Disponibilidad Equivalente %)

NCF: Net Capacity Factor (Factor de Capacidad Neta %)

ESOF: Equivalent Scheduled Outage Factor (Factor Equivalente de Salidas Programadas %)

En la unidad 1 de Eléctrica Cochrane, en el 2024 hemos realizados las siguientes actividades significativas:

- Se realiza mantenimiento anual de 20 días de unidad (desde el 20/03 al 08/04), donde se inspeccionan y realizan mantenimientos preventivos de equipos como Turbo Reactor, SCR, Caldera, Fabric filter y Torres de enfriamiento entre otros equipos. Además, se realiza un destape parcial de turbina para corregir problemas de vibraciones que se presentaban en el descanso N°1.

En la unidad 2 de Eléctrica Cochrane, en el 2024 hemos realizados las siguientes actividades significativas:

- La unidad no tuvo mantenimiento anual dado que el mantenimiento anterior había finalizado en diciembre 2023.
- La unidad tuvo un mantenimiento correctivo de 5 días a fines de marzo (en similar tiempo del mantenimiento de la unidad 1), donde se realiza el cambio de la correa principal de carbón, común para ambas unidades.

La unidad tuvo otro mantenimiento correctivo de 5 días en septiembre para corregir una fuga en la línea de vapor principal.

Refinanciamiento

Cochrane inició un proceso de refinanciamiento de su deuda tipo Project Finance en el 2019, con la emisión de un bono 144A/RegS en el mercado americano por un total de MUS\$430.000 con vencimiento en 2027. Al mismo tiempo, firmó un contrato de crédito por MUS\$445.000 con vencimiento en noviembre de 2034 con un sindicato de instituciones financieras lideradas por Banco Consorcio. Este crédito se prepagó en su totalidad el 14 de julio de 2020 con fondos provenientes de la emisión de bonos a cargo de la línea inscrita en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero el 16 de junio de 2020. La colocación fue por MUS\$485.000.

Al 31 de diciembre de 2024, el saldo adeudado por Cochrane es de MUS\$650 millones.

Estrategia Comercial y Clientes

La estrategia comercial de Cochrane consiste en celebrar PPAs a largo plazo y reducir su exposición a la volatilidad de los precios del mercado spot. Si bien los precios de contrato dependen de las condiciones del mercado, la política de la Compañía consiste en incluir disposiciones contractuales que mitigan el riesgo de aumentos potenciales de costos al transferir a los clientes el costo de combustible, sujeto a ciertos requisitos de desempeño de las centrales, y otros costos, como mantenimiento, ciertos cambios en la ley y en los peajes de transmisión, entre otros.

Los Clientes de Cochrane

Los clientes de la Sociedad incluyen dos minas significativas al norte de Chile y uno de los mayores productores integrados de litio, potasio, iodo, fertilizantes, químicos de especialidad y otros productos de minería no metálica:

Sierra Gorda: De acuerdo con la información pública disponible y publicada por la Sociedad de Minería, Metalurgia y Exploración, la mina de Sierra Gorda, ubicada en la región de Sierra Gorda de Chile, es el cuarto proyecto más grande de mina de cobre en el mundo, con reservas mineras de aproximadamente 1,3 mil millones de toneladas. Es una sociedad de minería constituida como una *joint venture* que es 45,0% de propiedad de SMM Sierra Gorda Inversiones Ltda., de propiedad de South32 Limited, una compañía Australiana de minería y de metalurgia diversificada a nivel mundial y 55,0% de propiedad de Quadra FNX Holdings Chile Ltda., que es de propiedad de KGHM, una filial de KGHM Polska Miedz S.A., una sociedad polaca de propiedad del Estado en la industria de minería y fundición con más de 55 años de experiencia y controlador significativo de las reservas de cobre. Inició operaciones comerciales en 2015, obtuvo umbrales operativos garantizados en 2017, y a fines de 2020 alcanzó operaciones comerciales completas, según se define en el PPA, como generador de más de US\$ 150,0 millones de flujo de efectivo operativos antes de la deuda durante tres trimestres consecutivos. Ésta produce cobre a cielo abierto, molibdeno y oro y se estima que sus reservas durarán aproximadamente 28 años.

SQM: De acuerdo con la información pública disponible y publicada por SQM, SQM es uno de los mayores productores integrados de fertilizantes y químicos especiales en el mundo. Se dedica a la producción de potasio, litio, fertilizantes y otros químicos y productos de minería. Tiene calificación Baa1/BBB+ de Moody's y S&P, respectivamente, además de clasificación local de AA de Fitch Chile.

Quebrada Blanca: De acuerdo con la información pública disponible y publicada por Quebrada Blanca, Quebrada Blanca es controlada por Teck Resources, que es propietaria del 60% de su propiedad, una empresa de recursos diversificados comprometida con la minería responsable y el desarrollo de la minería con sede en Vancouver, Canadá, que es la segunda principal exportadora de transporte por mar de carbón para fabricación siderúrgica, uno de los principales diez productores de cobre en las Américas y el tercer principal productor de concentrado de zinc y tiene calificación Baa3/BBB-/BBB- de Moody's, S&P y Fitch, respectivamente. Los otros accionistas de Quebrada Blanca son Sumitomo Metal Mining (25% de participación en la propiedad) (con calificación AA- de Japan Credit Rating Agency, Ltd.), Sumitomo Corporation (5% de participación en la propiedad) (con calificación Baa1/BBB+ de Moody's y S&P, respectivamente) y la Empresa Nacional de Minería de Chile (10% de participación en la propiedad) La minera Teck Quebrada Blanca S.A. En Enero de 2023 Teck ingresó una Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para su proyecto "aumento de capacidad de molienda (QB2)", que incorpora una tercera línea de proceso en la planta concentradora al proyecto minero Quebrada Blanca Fase 2 (QB2) –el que ya fue evaluado mediante un Estudio de Impacto Ambiental y está finalizando su construcción– para aumentar la capacidad de procesamiento de mineral de 140.000 a 210.000 toneladas por día promedio anual a partir del cuarto trimestre de 2026, y por un período aproximado de 14 años (hasta 2040).

Principales Contratos de venta de Energía

El cuadro siguiente muestra la demanda contratada de cada uno de nuestros clientes:

	Propietario	Demanda Contratada (MW)	Fecha de Vencimiento
Sierra Gorda	Sumitomo y KGHM	251	2034
SQM	Cotiza en bolsa	110	2030
Quebrada Blanca	Teck Resources Ltd.	122	2037
Ventas Totales		483	

PPA con Sierra Gorda

El 29 de julio de 2012 la Sociedad celebró PPAs con Sierra Gorda para la compra de 171MW y 80MW, respectivamente, de energía generada en la central termoeléctrica a carbón de Cochrane (*Contrato de suministro de electricidad en base a la construcción de una nueva central termoeléctrica a carbón*). Los términos de los PPAs establecen que Sierra Gorda comprará, sobre una base sólida, toda la electricidad necesaria para la operación de los emplazamientos de Sierra Gorda, hasta 251MW.

Los PPAs con Sierra Gorda actualmente caducan el 31 de diciembre de 2034. Conforme a esos PPAs, Cochrane ha estado suministrando energía a Sierra Gorda desde el 30 de mayo de 2016 y el 12 de octubre de 2016, respectivamente.

El 29 de diciembre de 2016, la Sociedad firmó una modificación a los PPAs con Sierra Gorda, por la cual Sierra Gorda acordó pagar todos los impuestos verdes en tanto el Complejo opere en forma eficiente, con el entendimiento de que sus operaciones no exceden una tasa de consumo térmico de referencia, pero no los impuestos verdes que deriven de la operación ineficiente del Complejo. Si bien actualmente no se espera que la Sociedad exceda la tasa de consumo térmico de referencia especificada, no se garantiza que no la exceda en el futuro.

PPA con SQM

El 30 de marzo de 2012, se celebró un PPA con SQM para la compra de 50MW que fue asignada a Cochrane, con vigencia el 1 de septiembre de 2017. Además, el 1 de febrero de 2013, la Sociedad celebró otro PPA con SQM para la compra de 60MW. En cada caso, los PPAs se relacionan con energía generada en la central termoeléctrica a carbón de Cochrane (*Contrato de suministro de electricidad en base a la construcción de una nueva central termoeléctrica a carbón*). Los términos de los PPAs establecen que SQM comprará, sobre una base firme, 110MW. Los PPAs de SQM son corporativos, y la energía no se asigna a una mina específica y por ende puede ser distribuida entre todas las operaciones de SQM.

Los PPAs de SQM actualmente caducan el 31 de diciembre de 2030. Conforme a esos PPAs, Cochrane ha estado suministrando energía a SQM desde el 1 de septiembre de 2017 y el 9 de julio de 2016, respectivamente.

15 de enero de 2020, la Sociedad firmó una modificación al PPA con SQM mediante la cual SQM se acordó traspasar todos los costos equivalentes a los impuestos verdes incurridos para cumplir con su PPA.

PPA con Quebrada Blanca

El 7 de diciembre de 2012, la Sociedad celebró un PPA con Quebrada Blanca para el suministro de parte de la electricidad requerida por las propiedades de minería existentes de Quebrada Blanca y por la

expansión en curso de esas propiedades. Conforme al PPA con Quebrada Blanca, ésta comprará hasta 122MW.

El PPA de Quebrada Blanca es parte de una cartera de PPA celebrados por Quebrada Blanca con nosotros y las sociedades relacionadas de la Compañía. Cochrane ha estado suministrando energía a Quebrada Blanca desde el 1 de noviembre de 2016. Quebrada Blanca actualmente solo utiliza aproximadamente el 10% de su capacidad contratada con Cochrane debido a demoras relacionadas con la expansión del proyecto Quebrada Blanca Fase II. Sin embargo, independientemente de la condición de esta expansión, el cargo mensual fijo conforme al PPA Quebrada Blanca es pagadero en todo momento, y no hubo demoras en el pago. El PPA actualmente caduca el 1 de noviembre de 2037.

El 8 de noviembre de 2017, la Sociedad firmó una modificación al PPA con Quebrada Blanca por el cual Quebrada Blanca acordó pagar todos los impuestos verdes incurridos para cumplir con su PPA.

Resumen de las Principales Características de los PPAs

Las principales características de los PPAs de la Sociedad son las siguientes:

- Están denominados en dólares estadounidenses y los pagos en virtud de ellos se realizan en dólares estadounidenses.
- La estructura principal incluye (i) un cargo mensual fijo, que opera como una cláusula de *take-or-pay* (contrato de compra firme), por el cual se recibe el pago por la capacidad contratada independientemente de si el cliente la utiliza o no, e independientemente del despacho (incluso durante interrupciones forzadas), salvo en circunstancias de *fuera mayor* que se extienden más allá de ciertos periodos de tiempo, proporcional a la energía real que entregamos; y (ii) un descuento de desviación que es un descuento que la Sociedad da a sus clientes cuando consumen menos que su capacidad contratada, y podemos vender la porción no consumida en el mercado spot.
- Al 31 de diciembre de 2024 tienen plazos de entre 6 y 13 años, con un promedio de vida remanente de 9.9 años.
- Incluyen cláusulas de pass-through que establecen la transferencia de ciertos cargos o costos incurridos por Cochrane para suministrar electricidad conforme a los PPA, siendo tales cargos y costos por reducción de capacidad, energía reactiva, peajes de transmisión y servicios complementarios, ciertos cambios de la ley, y cargos de consumo relacionados con consumo de cualquier cliente que exceda su capacidad contratada. Actualmente, en términos de capacidad contratada, el 100% de los PPAs de la Sociedad establecen la transferencia de costos de combustible, sujeto a ciertos requisitos de desempeño de las centrales, costos de mantenimiento, ciertos cambios en la ley y peajes de transmisión, entre otros. Los ajustes por indexación se aplican mensualmente en el 100% de los PPA.
-
- Toda la capacidad contratada de la Compañía actualmente está cubierta por cláusula de *take-or-pay* (contrato de compra firme). Esto significa que recibe el pago de la capacidad contratada independientemente de si el cliente la utiliza e independientemente del despacho (incluso durante interrupciones forzosas).

- Los contratos generalmente establecen que la Sociedad utilizará sus propias instalaciones o las instalaciones de otros miembros del CEN para garantizar el cumplimiento efectivo del mismo, pero el comprador es responsable de todos los cargos relacionados con su conexión al punto de suministro independientemente de quien es el propietario de las instalaciones en el punto de suministro.
- Los PPAs facultan a Cochrane para recibir un pago por rescisión en tanto el PPA sea rescindido por razones atribuidas a sus clientes.

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane mantenía garantías por un total de US\$477 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.

Combustible

Las instalaciones de generación de la Sociedad operan principalmente con combustibles fósiles, tales como carbón y diésel. El costo del combustible representa el componente de costo más importante del negocio, y el nivel de despacho desde la central térmica depende del costo variable de producción.

La porción más significativa de la capacidad de generación de Cochrane proviene del carbón. Al 31 de Diciembre de 2024, el 100% de su capacidad instalada se basó en este tipo de combustible.

Estrategia de Combustible

El Complejo tiene una capacidad bruta de 550MW. El consumo anual previsto de carbón es de aproximadamente 1,5 millones de toneladas métricas al año. Dicho Complejo fue diseñado con especificaciones que permiten el uso de una amplia gama de carbón lo que da flexibilidad para acceder a los diversos mercados globales para la compra de carbón.

El 27 de marzo de 2013, la Sociedad firmó un Contrato de Operación y Mantenimiento con su accionista controlador, AES Andes, conforme al cual este último provee, entre otros servicios, su asistencia y soporte para la compra de combustibles que se necesitan para operar el Complejo y los servicios relacionados. Este contrato permite capturar sinergia, teniendo en cuenta el mayor poder adquisitivo de las entidades combinadas.

Cochrane compra carbón de diversos proveedores que son seleccionados basándonos en su solvencia y en antecedentes previos de compra. Los principales países de origen para carbón son Colombia, los Estados Unidos, Canadá y Australia, entre otros.

Riesgo de Volumen

Cochrane es principalmente una central termoeléctrica de carga base (despachada permanentemente). Como tal, el riesgo de que tenga escasez o excedente de su posición de volumen de carbón es relativamente bajo. Asimismo, si bien el SEN es aproximadamente 34.4% térmico (carbón, gas natural licuado y diésel) a diciembre de 2024, la Sociedad tiene una alta prioridad en el despacho previsto para la central termoeléctrica, especialmente en las horas de mayor demanda. Dada su eficiencia operativa, la Compañía figura en los primeros lugares en la curva de despacho detrás de las fuentes renovables, que no tienen costo marginal.

Compra y Riesgo de Costo del Combustibles

Actualmente, todos los PPAs incluyen disposiciones de transferencia que representan el costo del combustible utilizado en las unidades de generación y la capacidad de generación disponible de esas unidades conforme al contrato correspondiente. El costo de combustible según se utiliza en la fórmula de indexación, normalmente se basa en el costo informado al Coordinador por la central térmica respectiva que incluye impuestos aduaneros y manipulación y transporte del carbón hasta el parque de carbón, que el Coordinador publica mensualmente. Esto garantiza la información transparente a los clientes sobre costos en el SEN. Esta estructura de fijación de precios de los PPAs de la Compañía permite transferir los costos de combustible a sus clientes, sujeto a ciertos requisitos de rendimiento del Complejo, disminuyendo al mínimo el riesgo relacionado a la discrepancia entre los costos variables y los ingresos por contratos variables.

Servicios de Puerto

Los servicios de puerto son fundamentales para el abastecimiento adecuado y puntual de combustible. El suministro de carbón se descarga en el puerto de Mejillones, que fue construido y es operado por Terminal Graneles del Norte S.A. ("TGN") conforme a un contrato de construcción y arrendamiento de 30 años con Complejo Portuario Mejillones S.A. ("CPM"), que posee la concesión marítima para la operación de la terminal y es una sociedad relacionada de CODELCO.

Angamos ha celebrado un contrato de transferencia de productos secos a granel de 30 años con CPM para la prestación de servicios portuarios (el "Contrato de Puerto de Angamos"). Conforme al Contrato de Puerto de Angamos, que CPM cedió parcialmente a TGN, el proveedor del servicio, éste descarga de los buques el carbón que es utilizado por el complejo de Angamos y lo transporta a la instalación las 24 horas los siete días de la semana (salvo durante ciertas horas el 25 de diciembre y el 1 de enero). La capacidad contratada conforme al Contrato de Puerto de Angamos es de 2.170.000 toneladas por año con una opción de aumentar la capacidad en 830.000 toneladas por año, para una capacidad de descarga total de 3.000.000 toneladas por año. Debido a que los requisitos actuales de Angamos para operar la central térmica ascienden a 1.800.000 toneladas por año, (i) cedió a Cochrane la opción de aumentar la capacidad al justo valor de mercado; y (ii) firmó con Cochrane un contrato de servicios de puerto continuado por las 370.000 toneladas por año de capacidad disponible conforme al Contrato de Puerto de Angamos. Para garantizar todo el consumo de carbón de la Sociedad, se celebró un contrato de servicios de puerto adicional directamente con CPM, que fue parcialmente cedido a TGN, por una capacidad contratada de 670.000 toneladas por año. Esos contratos de servicios de puerto en forma conjunta satisfacen todos los requerimientos de carbón de Cochrane en despacho completo.

Instalaciones Compartidas, Servicios Compartidos, Administración de Permisos y Contrato de Sitio

El Complejo se encuentra ubicado junto al complejo de Angamos, que al igual que el de Cochrane, utiliza tecnología de carbón pulverizado alimentada por carbón bituminoso y sub bituminoso. Como proyectos adyacentes, se pueden aprovechar las sinergias y reservas en diversas áreas, incluyendo servicios portuarios, existencias de carbón, servicios e instalaciones compartidas.

Cochrane celebró un Contrato de Instalaciones Compartidas con Angamos tal como se describe en la sección "Actividades y Negocios - Contrato de Servicios Compartidos"

Estacionalidad

En el Norte del SEN no hubo efectos significativos de estacionalidad, sino que los precios spot están afectados principalmente por las variaciones en los precios de combustible. Casi el 100% de la capacidad

instalada en el Norte del SEN es termoeléctrica y solar. Debido a esto, se pueden observar variaciones intradiarias en los precios spot, llegando a casi cero en horas solares y dependientes de los costos de combustible en las horas no solares.

Ahora que el SEN está totalmente interconectado desde mayo de 2019, se espera que los precios en el Norte del sistema comiencen a estar influidos por las condiciones hidrológicas. Se espera que esta volatilidad de los precios se compense parcialmente por la presencia de las centrales termoeléctricas en la zona en que está Cochrane, que actúan como topes de precios durante condiciones de sequía.

Las contrapartes de los PPAs celebrados por Cochrane, son grandes empresas de minería e industriales que operan durante todo el año, con uso diario constante que generalmente no se ve afectado por la estacionalidad. Sin embargo, la demanda de los clientes de minería típicamente tiende a aumentar levemente en el cuarto trimestre de cada año dado que procuran lograr sus objetivos de producción, y tiende a disminuir levemente en el primer trimestre debido al mantenimiento en las operaciones de minería y ocasionalmente debido a los efectos del fenómeno climático conocido como “invierno boliviano”.

Mantenimiento y Reparaciones

Cochrane suministra energía de manera segura, confiable y sustentable a costo competitivo para sus clientes y el mercado. En este sentido, adopta una política de gestión de activos para guiar sus actividades de operación y mantenimiento en forma permanente. Nuestra política de gestión de activos resume un proceso integrado de actividades y prácticas coordinadas que usamos para gestión del rendimiento, los riesgos y gastos de nuestros activos fijos con el objeto de garantizar la vida óptima y sustentable de nuestros activos.

La política de gestión de activos de la Compañía se basa en los principios siguientes:

Visión sistemática y sustentable: Se busca optimizar el negocio como un todo teniendo en cuenta los intereses financieros, comerciales, ambientales, de seguridad, legales y de la comunidad y los interesados y los requisitos relacionados con sus actividades de gestión de activos con el objeto de garantizar la sustentabilidad a largo plazo.

Optimización del Ciclo de Vida Completo: Cochrane basa sus actividades de gestión de activos en el logro de una optimización del ciclo completo de sus activos, incluyendo todas las etapas, desde ingeniería y diseño, construcción, pruebas, operaciones, mantenimiento y renovación hasta la disposición final. El objetivo de la Sociedad consiste en optimizar el rendimiento de sus activos teniendo en cuenta su ciclo de vida completo.

Evaluación de Riesgo: Cochrane prioriza la gestión de activos de sus actividades fundamentales, identificando y gestionando los riesgos asociados a cortes en los activos y pérdidas de producción relacionadas, riesgos de seguridad y riesgos ambientales. En esos casos, sus normas operativas incluyen definir los límites operativos y el requerimiento de procedimientos especiales para operar, controlar o probar equipos. Los requisitos de mantenimiento específicamente incluyen medidas de predicción y de prevención y planificación de contingencias para fallas, tales como estructuras de partición de trabajo, tenencia de repuestos u otras medidas proactivas para mitigar el impacto de fallas.

Mejoras ininterrumpidas: Cochrane utiliza una metodología de excelencia de desempeño desarrollada por sus accionistas, denominada “Excelencia de Desempeño de AES” o “APEX” (*AES Performance Excellence*), que es un conjunto global de herramientas que comprende mejora continua, innovación y metodologías para compartir “prácticas correctas”. Con este conjunto de herramientas, se establece la métrica apropiada, evaluando y comparando el rendimiento de las unidades de negocios y su adherencia a la política de gestión de activos.

AES Andes provee tanto a Angamos como a Cochrane, servicios de operación y mantenimiento además de servicios técnicos que pudieran ser oportunamente requeridos. En cada caso, los servicios de operación y mantenimiento se prestan conforme al Contrato de Operación y Mantenimiento y conforme a un contrato de operación y mantenimiento independiente que AES Andes celebró con Angamos. Los contratos se celebraron en condiciones de igualdad y tienen por objeto mantener la excelencia operativa de la Sociedad al tiempo que se aprovechan las sinergias derivadas de la integración con AES Andes.

Medioambiente y Sustentabilidad

La gestión ambiental es una prioridad esencial en los negocios y operaciones de Cochrane. Uno de estos objetivos de gestión ambiental y sustentabilidad consiste en proporcionar soluciones energéticas seguras, confiables y sustentables. Actualmente la Sociedad cuenta con todos los permisos ambientales y autorizaciones requeridas para el giro de su actividad. El departamento ambiental de la misma brinda respaldo especializado a sus ejecutivos de jerarquía a través de equipos profesionales en el emplazamiento y personal sénior en Santiago. Asimismo, las cuestiones ambientales se incluyen en las responsabilidades de sus ejecutivos de jerarquía y se consideran en la evaluación de su desempeño.

Actualmente, contamos con todas las licencias ambientales, permisos y autorizaciones necesarias para llevar a cabo nuestro negocio. Consideramos la protección ambiental como un área de desempeño y, como tal, los temas ambientales se incluyen entre las responsabilidades de nuestros ejecutivos clave. En 2008 se implementó un sistema de gestión ambiental en toda la empresa y en 2010 nuestro departamento ambiental se expandió para supervisar globalmente y brindar apoyo a todas nuestras operaciones y proyectos de construcción. Además, aplicamos la política ambiental de The AES Corporation en todo nuestro negocio y está alineada con los siguientes compromisos:

- Integrar normas y prácticas de gestión ambiental en todos los niveles y áreas de nuestras operaciones.
- Promover la conciencia sobre la sostenibilidad ambiental mediante la capacitación de nuestro personal, contratistas y otros grupos de interés para lograr una cultura corporativa de excelencia ambiental.
- Monitorear el desempeño ambiental y esforzarnos por mejorar continuamente nuestros Sistemas de Gestión Ambiental.
- Mantener recursos apropiados en la implementación de nuestro compromiso y políticas de sostenibilidad ambiental.
- Cumplir con todas las leyes y regulaciones aplicables, así como con los estándares internos y aquellos acordados contractualmente con instituciones financieras y otros Grupos de interés.
- Realizar auditorías y autoevaluaciones de nuestro cumplimiento con las regulaciones y estándares aplicables, informar periódicamente al Consejo de Administración sobre nuestro desempeño e informar a las agencias reguladoras según sea requerido.
- Identificar incidentes y no conformidades ambientales tan pronto como sea razonablemente posible, investigar sus causas, tomar acciones correctivas y, según sea requerido o apropiado, informarlas a las autoridades y/o partes afectadas relevantes.
- Mantener un compromiso adecuado con los grupos de interés clave para comunicar eficazmente los asuntos ambientales y colaborar en temas ambientales emergentes.
- Identificar y evaluar los aspectos ambientales de nuestras operaciones y, en la medida necesaria o razonablemente practicable, mitigar sus impactos ambientales.
- Esforzarnos por adoptar procesos que minimicen los impactos al medio ambiente, incluyendo el desarrollo y mejora de operaciones y tecnologías para minimizar residuos, emisiones de aire y

agua; usar eficientemente los recursos naturales y gestionar los subproductos de manera segura y responsable.

- Promover la conservación de la biodiversidad y cultivar relaciones con las comunidades donde desarrollamos nuestras actividades.
- Continuar apoyando la gestión ambiental mediante la adopción de nuevas soluciones energéticas y las mejores prácticas de gestión de la industria para acelerar la transición a fuentes de energía de bajo carbono y cero carbonos.
- Promover métodos de adquisición sostenibles y alentar a los proveedores a adoptar prácticas ambientalmente responsables en sus propios negocios y cadenas de suministro.

En 2011, implementamos un sistema de gestión integrado para el Medio Ambiente, Salud y Seguridad Ocupacional, que actualmente está certificado bajo ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 en todas nuestras instalaciones de generación.

Nuestro sistema de gestión ambiental es un programa interno estricto y exhaustivo utilizado para auditar los asuntos ambientales en nuestras plantas y sistemas de transmisión para garantizar el cumplimiento de estos estándares y detectar oportunidades de mejora continua. Estas auditorías forman parte de un esfuerzo por aumentar la eficiencia de los sistemas de gestión ambiental que se han implementado o están en proceso de implementación en todas nuestras áreas de negocio y han ayudado en la gestión general de la producción.

Responsabilidad Social Corporativa

Responsabilidad social corporativa significa el cumplimiento de la misión comercial de proveer energía sostenible y confiable actuando éticamente y con responsabilidad para con todos los interesados. Entre ellos se incluyen empleados, accionistas, inversionistas, clientes, proveedores, socios y las comunidades en las que se encuentran ubicadas las instalaciones de la Sociedad. Cochrane ha celebrado contratos de responsabilidad social con el gobierno municipal, la comunidad local y asociaciones de la comunidad en la que se encuentra ubicado el Complejo, para contribuir económica y socialmente a la comunidad contratando miembros de la comunidad como empleados y respaldando diversos programas comunitarios.

Dado que el accionista controlador es AES Andes, la sociedad también utiliza la Fundación AES Chile, una institución sin fines de lucro fundada en 1993 por AES Andes, administrada por un consejo compuesto por ejecutivos y profesionales de AES Andes, y que hace hincapié en el compromiso con la comunidad, la sustentabilidad ambiental, la seguridad y la educación. La misión de la Fundación AES Chile consiste en coordinar, gestionar y adoptar iniciativas y programas en las comunidades en las que AES Andes tienen unidades de negocios o complejos, como Cochrane. Las actividades de la Fundación AES Chile incluyen el diseño y la adopción de programas sociales, educativos y de capacitación para el trabajo, promoviendo el empleo de miembros de la comunidad, y respaldando el deporte, la cultura, y las artes dentro de las comunidades en las que están ubicados los proyectos y los complejos de AES Andes. Específicamente, la Sociedad desarrolla a través de ella programas en favor de la comunidad y promueve el empleo local. Algunos de estos programas de responsabilidad social corporativa de Cochrane incluyen:

- Programas de capacitación para obreros de la construcción y técnicos para capacitar a la fuerza laboral local a fin de que cuenten con las habilidades para trabajar en Cochrane,
- Proyectos de mejoramiento de la infraestructura de la comunidad, y
- Apoyo para sanitización lugares públicos de Mejillones, y aporte de Elementos de Protección Personal a los funcionarios del Hospital de Mejillones.

Continuamos en nuestras instalaciones de Mejillones, con el proyecto de reducción de residuos orgánicos en casinos mediante compostaje industrial, el cual considera la transformación de residuos de comida, valorizándolos a través de la generación de compost.

Seguridad y Salud en el Trabajo

La seguridad es el principal valor corporativo de Cochrane, enfocándose en la seguridad relacionada con el trabajo, en la prevención del riesgo para sus empleados, contratistas y para las comunidades en las que se ubica. Las actividades periódicas, que incluyen reuniones de seguridad mensuales, caminatas de seguridad, observaciones e inspecciones en el emplazamiento, se realizan en toda la Sociedad a fin de mantener activa la cultura de seguridad, involucrando también a las gerencias en la promoción y control de la misma. Todo lo anterior para cumplir con las estrictas normas de seguridad internacionales de AES Corp. y con la Ley N° 16.744 de Chile y los reglamentos de seguridad de la Administración de Seguridad y Salud en el Trabajo.

A fin de mantener las estrictas normas de seguridad de la Compañía, se desarrolla un plan de auditoría interna en el Complejo, de acuerdo con las medidas preventivas y correctivas e iniciativas recomendadas por comités de salud y seguridad. Los contratistas de Cochrane deben cumplir con las mismas normas que los empleados, y su aplicación derivó en una disminución significativa de incidentes.

Un hito destacado es que durante el año 2024 registramos 0 accidentes fatales ni con lesión a las personas para personal, tanto propio como contratista.

Cochrane cuenta con un Sistema Integrado de Gestión del Medio Ambiente, Salud en el Trabajo y Seguridad (EHS - por su sigla en inglés). En junio de 2018, la Sociedad obtuvo certificación externa del Sistema de Gestión de EHS y el sistema se certificó como ISO 14001 y OHSAS 18001:1. En 2024, recertificamos los sistemas de gestión de las normas ISO 14001:2015 e ISO 45001:2018 por medio del certificado y la recertificación ISO55001 de Gestión de activos en la central.

ERNC (Energías renovables no convencionales)

La ley de Chile establece que cada generador de electricidad debe suministrar un porcentaje de su energía vendida conforme a contratos firmados con posterioridad a 2007 de fuentes de energía renovable no convencional ("ERNC"). Los generadores de energía en Chile deben utilizar más del 5% de la energía suministrada conforme a los PPAs proveniente de fuentes renovables. A partir de 2014, este objetivo aumentó y continuará aumentando hasta que alcance el 20% en 2025. Para cumplir con estos objetivos, la ley establece la subasta de bloques de ERNC. Las empresas generadoras pueden cumplir con este requisito mediante el desarrollo de su propia capacidad de generación ERNC (eólica, solar, biomasa, geotérmica y pequeña tecnología hidroeléctrica), o mediante la compra de suministro ERNC a otros generadores que excedieron sus propios requerimientos ERNC en el año anterior o mediante el pago de las multas aplicables por incumplimiento.

Cochrane cumple plenamente con las obligaciones de suministro de contratos ERNC de conformidad con lo establecido en la Ley N° 20.257. Conforme a cada uno de los PPAs, cada cliente tiene la opción de obtener para sí todos los requerimientos ERNC, o Cochrane lo comprará en el mercado y transferirá el costo a ese cliente.

Empleados y Recursos Humanos

El equipo de Cochrane está compuesto por directores, funcionarios, empleados, profesionales y técnicos. Parte del personal que desempeña funciones en el Complejo está empleado por AES Andes conforme al

Contrato de Operación y Mantenimiento y el Contrato de Servicios y Soporte Técnico de fecha 27 de marzo de 2013, celebrado entre Cochrane y AES Andes.

En la promoción de la sustentabilidad de la Sociedad a largo plazo y el desarrollo profesional, esta capacita a sus empleados a fin de operar en forma efectiva y eficiente sus centrales termoeléctricas y administrar los negocios, estimulando y buscando retener al personal y al mismo tiempo fortalecer el equipo. Dentro de esta estructura, en los últimos años Cochrane centró sus esfuerzos en el desarrollo de aptitudes de sus empleados existentes y de los recientemente contratados para que pudieran cubrir vacantes en centrales de algunas de sus sociedades relacionadas que actualmente están en construcción, una vez que comiencen a operar. Se han realizado talleres de liderazgo desde 2013 como parte de un programa continuo para promover habilidades de liderazgo de equipo a fin de que los líderes adquieran las herramientas necesarias para la excelencia en la gestión.

Al 31 de diciembre de 2024, ninguno de los empleados de la Sociedad estaba representado por un sindicato bajo un convenio colectivo de trabajo.

Seguros

La Compañía mantiene un nivel de cobertura de seguros apropiado para los riesgos que enfrenta y comparable con el nivel de seguro que mantienen otras empresas de envergadura similar que operan en la misma actividad comercial.

Para daño a la propiedad e interrupción de negocios, Cochrane tiene pólizas de seguro con AES Global Insurance Company, una filial de AES Corp. Estas pólizas cubren los activos físicos, tales como centrales térmicas, oficinas, subestaciones y equipo móvil, como también el costo de interrupción de la actividad comercial. Además, tiene un programa de control de pérdida destinado a realizar mejoras que disminuirán el impacto de un evento catastrófico.

Localmente, también mantiene otra cobertura, como de responsabilidad civil por daños causados a terceros, a contratistas o subcontratistas. Para las compras de carbón, mantiene un seguro de responsabilidad del fletador. También tiene cobertura para los vehículos, edificios, equipos, y accidentes personales, incluyendo seguro de salud complementario de sus empleados.

Modelo de Prevención de Delitos

En septiembre del 2024 se creó el Manual del Modelo de Prevención de Delitos con el objetivo de documentar los elementos que lo componen, conforme a la Ley No. 20.393, que establece la Responsabilidad Penal de las Personas Jurídicas y sus modificaciones incorporadas mediante la Ley No. 21.595, Ley de Delitos Económicos y Medioambientales (en adelante, conjuntamente denominadas como la "Ley").

La finalidad del Modelo de Prevención de Delitos (MPD) es establecer una forma de organización adecuada, en la medida de lo exigible al objeto social, tamaño, complejidad, recursos, giro y actividades habituales o esporádicas, para la prevención de los delitos incorporados en el catálogo de la Ley.

El diseño e implementación del MPD da cuenta del compromiso organizacional de la Compañía para prevenir y así evitar la comisión de Delitos, obstaculizando e impidiendo la perpetración de hechos que pudiesen significar riesgos para Cochrane de verse expuesta a la responsabilidad penal, de conformidad a lo establecido en la Ley. Por la misma razón, el MPD es testimonio de que, en caso de que trabajadores o trabajadoras de la Empresa cometan alguno de los ilícitos establecidos, esto ocurre en contravención a la cultura de integridad corporativa de Cochrane.

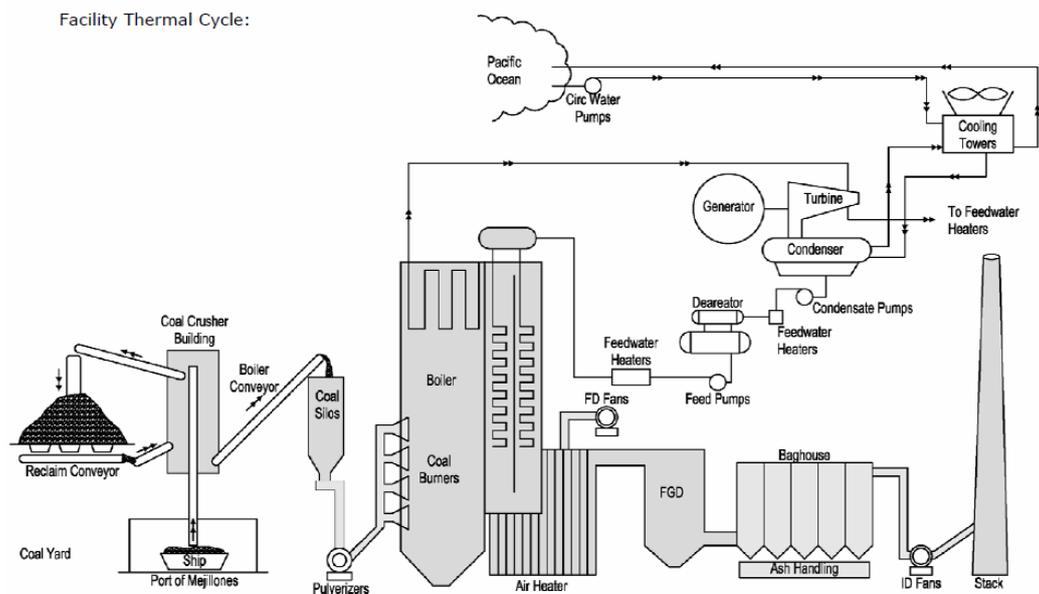
Con el propósito de evitar y prevenir la comisión de Delitos, la Compañía a través del MPD identifica, cuantifica y controla los riesgos en el marco de su actividad, es decir, propios de su giro y operación. Asimismo, el MPD se enfoca en la detección oportuna de éstos y en la mejora continua de los procesos respectivos, mitigando así la probabilidad de ocurrencia del riesgo de comisión de Delitos.

A través del diseño, implementación y supervisión efectiva del MPD se persigue que la Compañía impida que, en el marco de su actividad, se cometa algún hecho ilícito por o con la intervención de alguna persona natural que ocupe un cargo, función o posición en la Compañía, o por terceros que le presten servicios a Cochrane producto de la gestión de sus asuntos ante terceros, sea con o sin representación de la Empresa.

PROPIEDADES E INSTALACIONES

Tecnología

Cochrane cuenta con dos unidades de generación de energía termoeléctrica a carbón de recalentamiento único, con capacidad bruta de aproximadamente 550 MW. Estas unidades emplean un ciclo sub-crítico de energía en el que el carbón pulverizado se quema para producir vapor en una caldera, que se expande a través de una turbina de vapor para producir energía eléctrica. Después de que el vapor abandona la turbina, se condensa y bombea como agua en la caldera para convertirse nuevamente en vapor, y así completar el ciclo.



El equipo del Complejo incluye:

- Dos unidades termoeléctricas a carbón de 275 MW (bruto);
- Una línea de transmisión de 220 kV de 153 km;
- Instalaciones de recepción y manejo de carbón;
- Instalaciones de almacenamiento y entrega de diésel;
- Dos plantas de desulfuración de gas combustible (una para cada unidad) y plantas de reducción catalítica selectiva;
- Utilización de torres de refrigeración para reducir la extracción de agua;
- Instalaciones de almacenamiento y procesamiento de cal;
- Filtros tipo manga;
- Plantas de desalinización y desmineralización;
- Planta de almacenamiento de agua y de tratamiento de aguas residuales para facilitar la conservación del agua;
- Lugar de depósito de cenizas compartido con Angamos;
- Sistema de Almacenamiento de Energía de la Batería (BESS); e
- Instalaciones para interconexión eléctrica.

Cada bloque de energía de la unidad de generación incluye una caldera, un generador de turbina de vapor de extracción condensada por recalentamiento, condensador de superficie, equipo de control de emisiones, torre de refrigeración y sistemas de respaldo. El Complejo fue diseñado para cumplir con la producción garantizada de un requisito de potencia máxima continua de la turbina del 100% para la combustión de carbón de rendimiento y un requisito de potencia máxima continua de la turbina del 100% para la combustión de carbón o combustible pesado. El diésel se utiliza para el encendido. La ceniza del Complejo se transporta por camiones al lugar de disposición de cenizas compartido con Angamos y que se encuentra a aproximadamente 20 km del emplazamiento.

El agua de proceso utilizada en el Complejo es suministrada por una planta de desalinización que trae agua de la bahía de Mejillones y provee agua desalinizada a un des-mineralizador para el tratamiento y la producción de agua de calidad condensada para aportar a la caldera.

Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS)

En Chile, la operación de unidades de generación eléctrica es coordinada centralmente por el CEN, con el objeto de garantizar que la demanda se suministre al costo operativo total mínimo. Cada año, el CEN realiza estudios eléctricos a fin de evaluar la calidad y confiabilidad del sistema eléctrico. En el caso del SEN, este estudio incluye el examen de la dinámica (estabilidad transitoria). Dadas las características del SEN, a fin de mantener la estabilidad de la red eléctrica y garantizar la entrega de potencia y energía confiable a los usuarios finales, el CEN exige que los generadores convencionales separen o mantengan en reserva un promedio de aproximadamente el 7% de la capacidad de generación de cada planta.

El Sistema de Almacenamiento de Energía en Baterías (BESS) permite a la Sociedad liberar hasta el 4% de la capacidad separada para regulación de frecuencia y reserva de giro, aumentando eficazmente su capacidad de generación en 20MW, o 130 – 150 GWh por año, lo que permite mantener un nivel más constante de operaciones.

Unidades de Desalinización

La Compañía tiene dos unidades de desalinización, cada una con capacidad de 2.500 m³ diarios (capacidad total de 5.000 m³ diarios). En forma conjunta, el promedio de consumo diario de ambas unidades es de aproximadamente 3.500 m³ por día.

Transmisión

El Complejo incluye una línea de transmisión de 220 kW de 153 km. La Sociedad se conecta con el SEN utilizando el doble circuito de la línea de transmisión a la subestación Encuentro. AES Andes provee servicios de operación y mantenimiento a la línea de transmisión y a la subestación conforme a un contrato de operaciones y mantenimiento firmado con la Compañía.

Factores de riesgo

Riesgo de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo de que 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 de 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.

Al 31 de diciembre de 2024, 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 US\$ 1 millón en los resultados de Cochrane.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el total de la deuda de Cochrane está denominada en dólares estadounidenses.

La compañía al mantener el 100% de los ingresos, 94% los costos y un 100% deuda financiera en moneda dólar logra mitigar el riesgo del tipo de cambio.

Riesgo de tasa de interés

El riesgo de la tasa de interés es el riesgo de 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 31 de diciembre de 2024 y 2023 Cochrane 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 commodities

La Compañía se ve afectada por la volatilidad de precios de ciertos combustibles. El combustible utilizado por la Compañía, carbón, 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 Cochrane 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 la Sociedad 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 ejercicio finalizado al 31 de diciembre de 2024, 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 Cochrane son principalmente compañías mineras de elevada solvencia y un porcentaje importante de ellas 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. (“Soquimich”) empresa listada en la bolsa de Santiago y que opera en el norte de Chile, cuenta con clasificación internacional (Baa1/BBB+).

Sierra Gorda SCM, que está bajo el control de Sumitomo Corporation (Baa1/BBB), Sumitomo Metal Mining Co. y KGHM International Ltd (sin calificación).

Compañía Minera Teck Quebrada Blanca S.A., (“Quebrada Blanca”) que está bajo el control de Sumitomo Metal Mining Co (“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.

Estas compañías mineras e industriales importantes que están consideradas entre las entidades más solventes de Chile. Respecto a Quebrada Blanca, sus matrices Teck Resources Ltd, SMM y SC, proporcionaron garantías para el PPA de Quebrada Blanca, donde el importe de la garantía 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\$491 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 hitos 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 31 de diciembre de 2024, Cochrane tenía US\$57 millones en efectivo y equivalentes de efectivo. Además, a 31 de diciembre de 2023, Cochrane no había utilizado líneas no comprometidas por aproximadamente US\$41 millones.

Deuda Financiera

La deuda financiera pendiente total de Cochrane alcanzó los US\$650 millones estadounidenses al 31 de diciembre de 2024, compuesta por US\$165 millones en bonos preferentes denominados en dólares estadounidenses con vencimiento en 2027 y US\$485 millones en bonos locales denominados en dólares estadounidenses en Chile con vencimiento en 2034.

Tasa de Vencimiento al 31 de diciembre de 2024 (en millones de dólares)									
	Vencimiento	Tasa de interés promedio	Total	2025	2026	2027	2028	2029	2030 +
Bono 144 A	2027	5,50%	165,34	65,58	67,38	32,38	—	—	—
Bono Serie A	2034	6,25%	485,00	—	—	11,95	67,42	72,09	333,54
Total			650,34	65,58	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.

En Chile, particularmente, el incremento en la oferta asociado a la irrupción de proyectos de energía solar y eólica determinaron durante los últimos años una baja significativa en los precios de corto (donde particularmente en 2022 se vieron afectados al alza por precios de commodities) y largo plazo de la energía. Los costos de instalación de estas tecnologías han disminuido considerablemente en los últimos años haciéndolas altamente competitivas respecto de las tecnologías tradicionales. Es esperable que la dinámica competitiva y la tendencia en los precios, se mantengan a futuro.

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 Cochrane, 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.

Regulación que impacta en el mercado eléctrico

Como empresa de generación eléctrica, Cochrane está sujeta a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982.

Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón

Con fecha 9 de enero de 2020, fue presentado por moción parlamentaria el Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, mandando el cierre de todo el parque carbonero a más tardar el 31 de diciembre del año 2025.

Con fecha 22 de junio del 2021, tanto el artículo permanente como el artículo transitorio, que es el que determina el plazo para el cierre de las centrales, han sido aprobados en su primer trámite legislativo en votación en Sala de la Cámara de Diputados.

Con fecha 13 de octubre del 2021, la Sala del Senado dio cuenta del ingreso de la moción de un grupo de Senadores, con la que inicia un proyecto de ley que promueve la generación de energía renovable (Boletín N°14.652-08), para discusión en la Comisión de Minería y Energía del Senado. El proyecto de ley prohibía inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional, a partir del primero de enero de 2030, energía eléctrica cuya fuente primaria sea la combustión de sustancias fósiles. El 15 de marzo de 2022, el proyecto fue aprobado en general por el Senado. Queda pendiente la aprobación particular en la Comisión de Minería y Energía del Senado y luego la aprobación particular en la Cámara del Senado para culminar la primera etapa del proceso legislativo.

A la fecha de emisión de la presente Memoria Anual, no se ha puesto en la tabla de las Comisiones para su discusión.

Adicionalmente es importante señalar que en el caso del proyecto de ley boletín N°14.652-08, de acuerdo con el reglamento del Senado, su archivo es automático por haber transcurrido dos años sin un pronunciamiento en su tramitación. En el caso del proyecto de ley, boletín N°13.196-12 en segundo trámite constitucional, la Comisión de Minería y Energía está en plazo para ordenar el archivo del proyecto de ley por haber transcurrido más de dos años sin un pronunciamiento.

Ley de Transición Energética

Con fecha 27 de diciembre 2024 fue publicada la Ley N° 21.721. Entre las principales medidas de la ley destacan las siguientes:

- Se establece la posibilidad que Pequeños Medios de Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados en distribución promuevan obras de ampliación del sistema zonal bajo su propio costo;
- Se establece la posibilidad que empresas utility scale realicen propuestas a propio costo en el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Vuelven las licitaciones de las obras de ampliación a su propietario.

- Se permite la revisión del valor de inversión (VI) adjudicado, cuando se produzca un término anticipado de un contrato de ejecución de una obra de ampliación, de manera de contar a un precio más acorde con la complejidad del proyecto.

Plan Descarbonización Ministerio Energía- Versión Preliminar

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

Como conclusión preliminar, se establece una hoja de ruta con acciones y medidas necesarias para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente. Lo anterior se traduce en un total de 45 medidas con responsables identificados, y que requerirán de acciones, modificaciones legales y reglamentarias para su implementación. El documento fue puesto en consulta pública hasta el día 15 de enero de 2025, insumo con el cual el Ministerio de Energía elaborará un documento definitivo durante el año 2025.

Regulación ambiental

Cochrane están sujeta a normas ambientales en Chile, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental para obtener los permisos ambientales reglamentarios previo al cambio de procedimientos operacionales que tengan impactos ambientales no evaluados o nuevos proyectos. Cochrane no puede garantizar que las autoridades gubernamentales otorguen las autorizaciones ambientales que se soliciten.

Nuevas regulaciones ambientales cada vez más exigentes están continuamente bajo desarrollo, las cuales pueden modificar las operaciones y/o requerir inversiones adicionales para cumplir con dicha regulación.

Revisión de la Norma de Emisión de Ruido para fuentes Fijas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°1195/2019, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS38/2011 del MMA).

Dentro de los temas de mayor relevancia, se incluye la incorporación de condiciones específicas para los Parques Eólicos:

- exigencias para faenas constructivas
- se separa el ruido de fondo para corregir el límite normativo en zonas rurales, con cambios en las metodologías de medición.

El Proyecto Definitivo fue aprobado por el Comité de Ministros con fecha 08 de abril de 2024 y pasó para la aprobación del Presidente de la Rep. y posterior toma de razón por parte de la Contraloría General de la República.

Revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°130/2020, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS13/2011 del MMA).

El anteproyecto plantea una reducción a los límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x para las fuentes existentes a partir de los 5 años de publicada la norma (aproximadamente el año 2030).

Se encuentra en elaboración el Proyecto definitivo para su aprobación por parte del Comité de Ministros.

Proyectos de Ley en materias Medioambientales

A la fecha de emisión de los Estados Financieros anuales, se encuentran en tratamiento los siguientes proyectos de ley en el Parlamento:

- Proyecto de Ley que “Modifica diversos cuerpos legales, con el objeto de fortalecer la institucionalidad ambiental y mejorar su eficiencia” (Boletín 16552-12),
- Proyecto de Ley que “Fortalece y mejora la eficacia de la fiscalización y el cumplimiento de la regulación ambiental a cargo de la Superintendencia del Medio Ambiente” (Boletín 16553-12),
- Proyecto de Ley que “Establece una Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales e introduce modificaciones en cuerpos legales que indica” (Boletín 16566-03).

Su matriz, AES Andes monitorea la evolución de estos proyectos para analizar posibles impactos en el negocio.

Regulación tributaria

Cochrane se encuentra sujeta a la normativa tributaria vigente en Chile país donde opera. Las modificaciones a las leyes o tasas impositivas tienen un efecto directo en resultados.

Con fecha 24 de octubre de 2024, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.713 que dicta normas para asegurar el cumplimiento de las obligaciones tributarias dentro del Pacto por el Crecimiento Económico, el Progreso Social y la Responsabilidad Fiscal. Por regla general, las disposiciones de esta normativa entraron en vigencia a partir del 1 de noviembre de 2024, sin perjuicio de las reglas especiales de vigencia que la ley contempla para determinadas modificaciones.

La norma incluye, junto con numerosas modificaciones vinculadas con mecanismos de fiscalización y facultades del Servicio de Impuestos Interno (SII), profundizando en normativa de precios de transferencia, facultad de tasación del SII, secreto bancario, normas contra la evasión y anti-elusión, gobernanza del SII, entre otras, una serie de beneficios de corta duración para los contribuyentes, entre los que se cuentan:

- La posibilidad de declarar capitales ubicados en el extranjero que no hubieran sido previamente informados al SII, pagando una tasa única del 12%, vigente hasta el 30 de noviembre de 2024;
- La posibilidad de poner término a procesos de cobro judicializados, condonando el 100% de los intereses y multas aplicables, en la medida en que se realice el pago de la totalidad del impuesto adeudado, vigente hasta el 30 de noviembre de 2024; y
- La posibilidad de acceder a la condonación del 100% de los intereses y multas respecto de impuestos adeudados en etapa de cobro por tesorería, con la posibilidad de acordar pago en hasta 48 cuotas, vigente hasta el 31 de octubre de 2024.
- En la actualidad se tramita un proyecto de Ley para extender los plazos indicados.

No se prevén impactos directos en la empresa por la entrada en vigencia de estas normas.

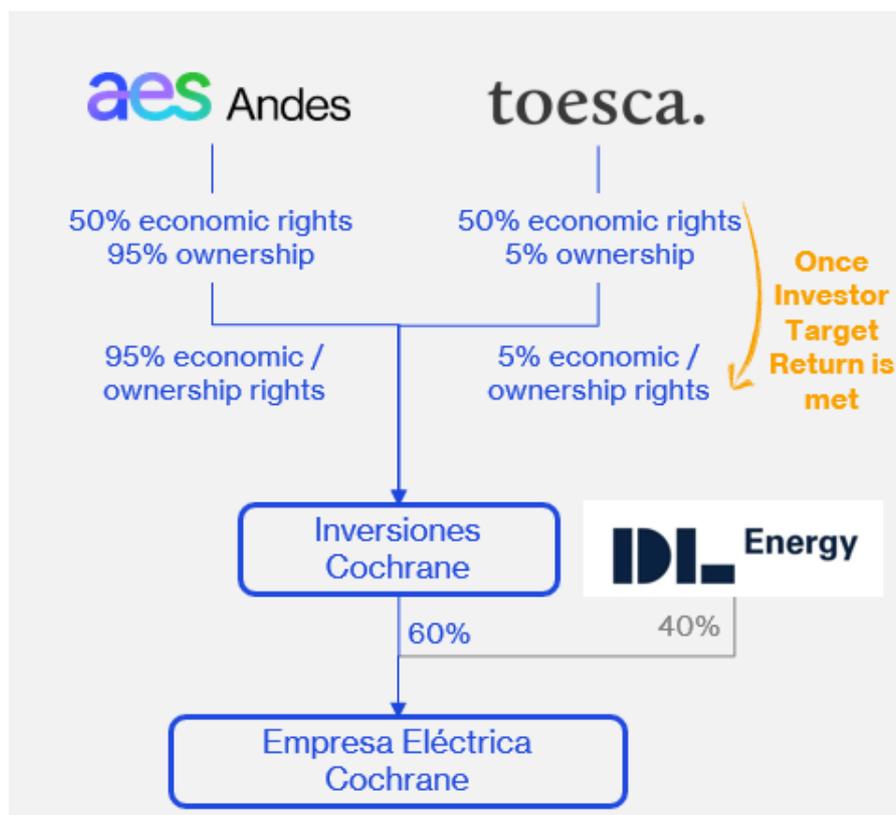
PROPIEDAD Y ACCIONES

Al 31 de diciembre del 2024, el capital pagado de Empresa Eléctrica Cochrane SpA es de US\$ 125.396.594,16, dividido en: 436.163.745 acciones. La propiedad de la Sociedad está repartida entre dos accionistas, como se detalla en la tabla a continuación:

Accionista	RUT	Acciones	% Propiedad
Inversiones Cochrane SpA	77.201.526-7	261.698.247	60,0%
DE Cochrane SpA	77.142.289-6	174.465.498	40,0%
TOTAL		436.163.745	100,0%

Situación de Control

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane es controlada directamente a través de Inversiones Cochrane SpA, que es titular del 60,0% de las acciones suscritas y pagadas de esta Sociedad.



Acuerdos de Actuación Conjunta

AES Andes (a través de Inversiones Cochrane SpA) y DE Cochrane SpA son parte de un pacto de accionistas (inicialmente suscrito el 29 de diciembre de 2012 con Mitsubishi y al que adhirió DE Cochrane con fecha 16 de junio de 2020). De acuerdo con sus términos y condiciones, existe un acuerdo de actuación conjunta en materias de administración de la sociedad, y contiene limitaciones a la libre disposición de las acciones de la Sociedad.

Cambios importantes en la propiedad

No se incurrieron cambios en la propiedad de la Compañía en el año 2024.

Dividendos

Política de Dividendos

Por política de la compañía, todos los años se reparte al menos el 30% de las utilidades del ejercicio anterior

Dividendos distribuidos

Año	Dividendo pagado (Miles de US\$)
2017	-
2018	10.974
2019	44.000
2020	23.278
2021	57.900
2022	12.015
2023	88.800
2024	44.473

Filiales

Al 31 de diciembre de 2024, la Sociedad no tenía filiales

RESPONSABILIDAD SOCIAL Y DESARROLLO SOSTENIBLE

Al 31 de diciembre de 2024 la composición del Directorio y personal de la compañía se detalla a continuación:

Diversidad en el Directorio

Número de personas por género		
	Titular	Suplente
Femenino	1	1
Masculino	4	4
Total	5	5

Número de personas por nacionalidad		
	Titular	Suplente
Chilena	3	0
Extranjera	2	5
Total	5	5

Número de personas por rango de edad	
Inferior a 30 años	-
Entre 30 y 40 años	2
Entre 41 y 50 años	4
Entre 51 y 60 años	3
Entre 61 y 70 años	1

Superior a 70 años	-
Total	10

Número de personas por antigüedad	
Menos de 3 años	9
Entre 3 y 6 años	1
Más de 6 y menos de 9 años	0
Entre 9 y 12 años	0
Más de 12 años	0
Total	10

Diversidad en la gerencia

En la sociedad existe sólo una Gerencia que corresponde a la Gerencia General, y quien ocupa este cargo es de género masculino, de nacionalidad argentina, se encuentra en el rango de edad entre 41 y 50 años, con una antigüedad menor a tres años en el cargo.

Diversidad en la organización

Número de personas por género	
Femenino	0
Masculino	3
Total	3

Número de personas por nacionalidad	
Chilena	2
Extranjera	1
Total	3

Número de personas por rango de edad	
Inferior a 30 años	0
Entre 30 y 41 años	2
Entre 41 y 50 años	1
Entre 51 y 60 años	0
Entre 61 y 70 años	0
Superior a 70 años	0
Total	3

Número de personas por antigüedad	
Menos de 3 años	1
Entre 3 y 6 años	2
Más de 6 y menos de 9 años	0
Entre 9 y 12 años	0
Más de 12 años	0
Total	3

Brecha salarial por género

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane no cuenta con trabajadores contratados. La dotación de personal que mantiene la planta está contratada bajo AES Andes.

ADMINISTRACIÓN Y PERSONAL

Organigrama

Gerente General: Javier Dib.

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane no cuenta con trabajadores contratados. La dotación de personal que mantiene la planta está contratada bajo Boreal SpA.

Identificación del Directorio

Al 31 de diciembre de 2024

Directores Titulares	Directores Suplentes
<p>María Paz Cerda</p> <ul style="list-style-type: none"> - Directora/Presidenta - RUT o pasaporte: 10.532.920-2 - Máster en Derecho Mercantil y Societario (LLM), London School of Economics and Political Science, Reino Unido - AMP, Wharton Business School, Estados Unidos. - En el cargo desde 2022 - Nacionalidad: chilena 	<p>Norberto Corredor</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director Suplente - Rut: 23.763.229-K - En el cargo desde 2022 - Ingeniero Eléctrico, Universidad Metropolitana de Caracas, Venezuela - Maestría en Energías Renovables No Convencionales, Universidad Adolfo Ibáñez, Chile. - Nacionalidad: venezolana
<p>Ricardo Roizen</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director - RUT o pasaporte: 13.657.574-0 - Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile - MBA Universidad de Chile, Chile. - En el cargo desde 2022 - Nacionalidad: chilena 	<p>Daniel Scali Abritta</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director Suplente - RUT o pasaporte: 25.072.034-3 - Ingeniero Electricista, Universidad Federal de Juiz de Fora, Brasil. - En el cargo desde 2022 - Nacionalidad: brasileña
<p>Marcelo Tokman</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director - RUT o pasaporte: 16.654.431-9 - Ingeniero Comercial, Pontificia Universidad Católica de Chile - Master y Doctorado en Economía, University of California at Berkeley, Estados Unidos. - En el cargo desde 2021 - Nacionalidad: chilena 	<p>Emiliano Chaparro</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director Suplente - Rut: 27.603.077-9 - Ingeniero Industrial, Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Argentina. - Emerging Leaders Program, Darden University, Virginia, Estados Unidos - En el cargo desde 2022 - Nacionalidad: argentina

<p>Jong Beom Ham</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director - RUT o pasaporte: N/A - Bachelor of Science in Mechanical and Aerospace Engineering, Seoul National University, Korea - En el cargo desde 2024 - Nacionalidad: coreana 	<p>Yungwoo Jin</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director Suplente - RUT o pasaporte: N/A - Bachelor of Economics, University of Minnesota, USA - En el cargo desde 2024 - Nacionalidad: coreana
<p>Hongwon Choi</p> <ul style="list-style-type: none"> - Director - RUT o pasaporte: N/A - Bachelor of Business Administration, Sungkyunkwan University, Korea - En el cargo desde 2024 - Nacionalidad: coreana 	<p>JiYoung Lee</p> <ul style="list-style-type: none"> - Directora Suplente - RUT o pasaporte: N/A - Bachelor of business Administration, University of Hanyang, Korea - En el cargo desde 2022 - Nacionalidad: coreana.

Cochrane es administrado por un Directorio, que, de conformidad con los estatutos, está compuesto por tres directores y tres directores suplentes nombrados por AES Andes y dos directores y dos directores suplentes nombrados por DL Energy Co. El presidente del Directorio también es nombrado por AES Andes. Todos los directores son nombrados por un período de tres años en la Junta General Ordinaria de Accionistas. Si se produce una vacante, AES Andes o DL Energy Co, según corresponda, nombrarán un director para llenar la vacante. Las reuniones periódicas del Directorio se llevan a cabo una vez por trimestre, mientras que las reuniones extraordinarias se llevan a cabo cuando son convocadas por el presidente o por cualquier otro director. Los directores no están obligados a poseer acciones de Cochrane, y no existe una edad de jubilación establecida para ellos.

Remuneración del Directorio

De conformidad con los estatutos de Cochrane, El Directorio no recibe compensación. Durante el año terminado el 31 de diciembre de 2024, el directorio no recibió ninguna remuneración ni retribución por ningún arancel o gasto adicional.

Gastos en asesoría

Durante el año 2024, el Directorio no tuvo gastos en asesorías externas.

Principales Ejecutivos

Javier Dib

- Gerente General
- RUT o pasaporte: 24.957.431-7
- Contador
- Contador Público Nacional
- En el cargo desde 2017
- Argentino

Roberto Painen

- Asistente del Gerente General
- RUT o pasaporte: 14.182.424-4
- Contador Público y Auditor USACH, MBA Universidad Adolfo Ibáñez
- En el cargo desde 2022
- Chileno

Remuneración de gerentes y principales ejecutivos

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane no cuenta con trabajadores contratados. La dotación de personal que mantiene la planta está contratada bajo Boreal SpA.

Plan de compensación o beneficios para principales ejecutivos

No existen planes de incentivos para los principales ejecutivos de la compañía.

Dotación de personal

En el siguiente cuadro, se muestra la dotación de personal activo de Cochrane al 31 de diciembre de 2024:

Empresa	Gerentes y Ejecutivos principales	Profesionales y técnicos	Otros trabajadores	Total
Cochrane	2	0	0	2

El Gerente General del Complejo norte de AES Andes (Entre ellas Cochrane) es Vanni Boggio, contratado por Boreal SpA.

La dotación de personal que mantiene la planta está contratada bajo Boreal SpA.

Ejecutivos con propiedad sobre Cochrane

Al 31 de diciembre de 2024, el registro de accionistas no reflejaba participación directa de ejecutivos en la propiedad accionaria de Cochrane.

HECHOS RELEVANTES DE LA ENTIDAD

Cancelación anticipada del Préstamo para el Financiamiento de Proyectos

El 27 de marzo de 2013, Cochrane había cerrado el financiamiento original para la construcción de la Central Cochrane por hasta US\$1.000 millones más cartas de crédito por hasta US\$55 millones para garantizar varias obligaciones de Cochrane, por un plazo de 18 años, que estaba asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto. Este Crédito fue prepago el día 15 de noviembre de 2019 por el total US\$863 millones correspondiente al capital adeudado a la misma fecha. El prepago fue financiado de la forma descrita en los siguientes párrafos.

En primer lugar, financió parcialmente el prepago del Crédito original de la construcción, el 24 de octubre de 2019, cuando Cochrane ejecutó un crédito garantizado con un sindicato de instituciones financieras lideradas por Banco Consorcio, por US\$445 millones, cuyo vencimiento operaba en noviembre de 2034. Posteriormente este Crédito se prepago en su totalidad el 14 de julio de 2020 con fondos provenientes de la emisión de bonos a cargo de la línea inscrita en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero el 16 de junio de 2020. La colocación fue por US\$485 millones. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2023 el nomenclador vigente del bono local es de US\$485 millones.

En segundo lugar, financió parcialmente el prepago del Crédito original para la construcción con la emisión y colocación, cuando con fecha 5 de noviembre de 2019, emitió un bono senior y garantizado al 5.50% con vencimiento el año 2027 por un total de US\$430 millones. La operación se realizó al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S de las normas de valores de los Estados Unidos de América. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2023, se encuentra vigente la deuda por valor de US\$225,4 millones.

Tanto el bono internacional como los bonos locales comparten garantías sobre activos y terrenos.

Cambios en el Directorio

En la Sesión de Directorio celebrada con fecha 9 de julio del presente año, el Directorio de la Sociedad ha tomado conocimiento de la renuncia presentada por los directores Jun Yeol Lee y Kajin Kim; designándose en su reemplazo a los señores Jong Beom Ham y Hongwon Choi.

Adicional y en la Sesión de Directorio celebrada con fecha 16 de octubre 2024, el Directorio ha tomado conocimiento de la renuncia presentada por el director suplente Youngjune Park, designándose en su reemplazo al señor Yungwoo Jin.

SÍNTESIS DE COMENTARIOS Y PROPOSICIONES DE ACCIONISTAS

No hay comentarios o proposiciones de accionistas.

DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD

RUT : **76.085.254-6**

Razón Social : **Empresa Eléctrica Cochrane S.p.A.**

En sesión de directorio de fecha 29 de Abril de 2025, los Directores de Cochrane y su Gerente General, firmantes de esta declaración, se hacen responsables, bajo juramento, de la veracidad de toda la información proporcionada en la presente Memoria Anual, en cumplimiento de la Norma de Carácter General N°30, de fecha 10 de noviembre de 1989, emitida por la Superintendencia de Valores y Seguros (SVS) y sus respectivas actualizaciones conforme lo establecido por la Comisión para el Mercado Financiero (CMF).

NOMBRE	CARGO	RUT	FIRMA
Norberto Corredor	Presidente	23.763.229-K	
Marcelo Tokman	Director	16.654.431-9	
Daniel Abritta	Director Suplente	25.072.034-3	
Yungwoo Jin	Director Suplente	0-E	
JiYoung Lee	Director Suplente	0-E	
Javier Dib	Gerente General	24.957.431-7	

Electronic Record of Contracts

This document was generated as a record of certain contracts created, accepted and stored electronically.



Summary of Contracts

This document contains the following contracts.

Title	ID
Letter (Declaración de responsabilidad Memoria Cochrane and AES)	0c462c6b-e457-45d5-af59-0c4f54162ac3

Contracts signed by:

Javier Dib	Signer ID: 4a6ab19a-6992-44cd-af0f-7c11b039d416 Email: javier.dib@aes.com
Date / Time:	Apr 29, 2025 at 9:10 AM EDT
IP Address:	186.10.216.125
User Agent:	Mozilla/5.0 (iPhone; CPU iPhone OS 18_3_2 like Mac OS X) AppleWebKit/605.1.15 (KHTML, like Gecko) Version/18.3.1 Mobile/15E148 Safari/604.1

Ji Young Lee	Signer ID: ef1d8de4-6497-40cf-8a89-287c60021867 Email: jiyoung2@dlenergy.co.kr
Date / Time:	Apr 29, 2025 at 9:24 AM EDT
IP Address:	211.235.64.141
User Agent:	Mozilla/5.0 (Linux; Android 10; K) AppleWebKit/537.36 (KHTML, like Gecko) SamsungBrowser/28.0 Chrome/130.0.0.0 Mobile Safari/537.36

Norberto Corredor

Signer ID: 3415fe83-2705-4d8c-ae1-c643702fde17

Email: norberto.corredor@aes.com

Date / Time: Apr 29, 2025 at 9:27 AM EDT

IP Address: 104.192.249.100

User Agent: Mozilla/5.0 (Windows NT 10.0; Win64; x64) AppleWebKit/537.36 (KHTML, like Gecko) Chrome/135.0.0.0 Safari/537.36 Edg/135.0.0.0

Marcelo Tokman

Signer ID: cb9dee72-dbe1-4c01-97ce-ce56844078a3

Email: marcelo.tokman@yahoo.com

Date / Time: Apr 29, 2025 at 10:21 AM EDT

IP Address: 181.42.220.137

User Agent: Mozilla/5.0 (iPhone; CPU iPhone OS 18_3_2 like Mac OS X) AppleWebKit/605.1.15 (KHTML, like Gecko) Version/18.3.1 Mobile/15E148 Safari/604.1

Yungwoo Jin

Signer ID: 722f5ada-a6f3-4788-bf1d-c5fc63c12f47

Email: ywj@dlenergy.co.kr

Date / Time: Apr 29, 2025 at 11:00 AM EDT

IP Address: 211.234.188.56

User Agent: Mozilla/5.0 (Linux; Android 14; SM-S918N Build/UP1A.231005.007; wv) AppleWebKit/537.36 (KHTML, like Gecko) Version/4.0 Chrome/128.0.0.0 Whale/1.0.0.0 Crosswalk/29.128.0.12 Mobile Safari/537.36 NAVER(inapp; search; 2000; 12.12.50)

Daniel Abritta

Signer ID: eda1565c-7c42-4600-8410-09f043f0447d

Email: daniel.abritta@aes.com

Date / Time: Apr 29, 2025 at 11:36 AM EDT

IP Address: 4.14.234.154

User Agent: Mozilla/5.0 (Windows NT 10.0; Win64; x64) AppleWebKit/537.36 (KHTML, like Gecko) Chrome/135.0.0.0 Safari/537.36 Edg/135.0.0.0



Empresa Eléctrica Cochrane SpA Estados Financieros

Por el ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024

Empresa Eléctrica **Cochrane**



EY Chile
Avda. Presidente
Riesco 5435, piso 4,
Las Condes, Santiago

Tel: +56 (2) 2676 1000
www.eychile.cl

Informe del Auditor Independiente

Señores
Accionistas y Directores
Empresa Eléctrica Cochrane SpA

Opinión

Hemos efectuado una auditoría a los estados financieros de Empresa Eléctrica Cochrane SpA, que comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los correspondientes estados de resultados integrales, de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas y las correspondientes notas a los estados financieros.

En nuestra opinión, los estados financieros adjuntos presentan razonablemente, en todos sus aspectos significativos, la situación financiera de Empresa Eléctrica Cochrane SpA al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los resultados de sus operaciones y sus flujos de efectivo por los años terminados en esas fechas de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board.

Base para la opinión

Efectuamos nuestras auditorías de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile. Nuestras responsabilidades de acuerdo a tales normas se describen, posteriormente, en los párrafos bajo la sección “Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros” del presente informe. De acuerdo a los requerimientos éticos pertinentes para nuestras auditorías de los estados financieros se nos requiere ser independientes de Empresa Eléctrica Cochrane SpA y cumplir con las demás responsabilidades éticas de acuerdo a tales requerimientos. Consideramos que la evidencia de auditoría que hemos obtenido es suficiente y apropiada para proporcionarnos una base para nuestra opinión de auditoría.

Responsabilidades de la Administración por los estados financieros

La Administración es responsable por la preparación y presentación razonable de los estados financieros de acuerdo con Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera emitidas por el International Accounting Standards Board. Esta responsabilidad incluye el diseño, implementación y mantención de un control interno pertinente para la preparación y presentación razonable de estados financieros que estén exentos de representaciones incorrectas significativas, ya sea debido a fraude o error.

Al preparar los estados financieros, la Administración es requerida que evalúe si existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Empresa Eléctrica Cochrane SpA para continuar como una empresa en marcha al menos por los doce meses siguientes a partir del final del período sobre el que se informa, sin limitarse a dicho período.

Responsabilidades del auditor por la auditoría de los estados financieros

Nuestros objetivos son obtener una seguridad razonable de que los estados financieros, como un todo, están exentos de representaciones incorrectas significativas, debido a fraude o error, y emitir un informe del auditor que incluya nuestra opinión. Una seguridad razonable es un alto, pero no absoluto, nivel de seguridad y, por lo tanto, no garantiza que una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile siempre detectará una representación incorrecta significativa cuando ésta exista. El riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a fraude es mayor que el riesgo de no detectar una representación incorrecta significativa debido a un error, ya que el fraude puede involucrar colusión, falsificación, omisiones intencionales, ocultamiento, representaciones inadecuadas o hacer caso omiso de los controles por parte de la Administración. Una representación incorrecta se considera significativa sí, individualmente, o en su sumatoria, éstas podrían influir el juicio que un usuario razonable realiza a base de estos estados financieros.

Como parte de una auditoría realizada de acuerdo con Normas de Auditoría Generalmente Aceptadas en Chile, nosotros:

- Ejercemos nuestro juicio profesional y mantenemos nuestro escepticismo profesional durante toda la auditoría.
- Identificamos y evaluamos los riesgos de representaciones incorrectas significativas de los estados financieros, ya sea, debido a fraude o error, diseñamos y realizamos procedimientos de auditoría en respuesta a tales riesgos. Tales procedimientos incluyen el examen, a base de pruebas, de la evidencia con respecto a los montos y revelaciones en los estados financieros.
- Obtenemos un entendimiento del control interno pertinente para una auditoría con el objeto de diseñar procedimientos de auditoría que sean apropiados en las circunstancias, pero sin el propósito de expresar una opinión sobre la efectividad del control interno de Empresa Eléctrica Cochrane SpA. En consecuencia, no expresamos tal tipo de opinión.
- Evaluamos lo apropiado que son las políticas de contabilidad utilizadas y la razonabilidad de las estimaciones contables significativas efectuadas por la Administración, así como evaluamos lo apropiado de la presentación general de los estados financieros.

- Concluimos si a nuestro juicio existen hechos o circunstancias, que considerados como un todo, originen una duda sustancial acerca de la capacidad de Empresa Eléctrica Cochrane SpA para continuar como una empresa en marcha por un período de tiempo razonable.

Se nos requiere comunicar a los responsables del Gobierno Corporativo, entre otros asuntos, la oportunidad y el alcance planificados de la auditoría y los hallazgos significativos de la auditoría, incluyendo, cualquier deficiencia significativa y debilidad importante del control interno que identificamos durante nuestra auditoría.



Wojciech Kupiec
EY Audit Ltda.

Santiago, 20 de marzo de 2025

Índice

Estados de Situación Financiera	3
Estados de Resultados Integrales	5
Estados de Cambios en el Patrimonio	7
Estados de Flujos de Efectivo	8
Nota 1- INFORMACIÓN GENERAL	9
Nota 2- BASES DE PRESENTACIÓN	10
Nota 3- RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES	18
3.1. Segmentos operativos	18
3.2. Operaciones en moneda extranjera	18
3.3. Propiedades, plantas y equipos	19
3.4. Activos Intangibles	20
3.5. Deterioro de valor de activos no financieros	20
3.6. Activos financieros	21
3.7. Pasivos Financieros	24
3.8. Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura	24
3.9. Inventarios	26
3.10. Efectivo y equivalentes al efectivo	26
3.11. Capital pagado	27
3.12. Impuestos	27
3.13. Provisiones	28
3.14. Reconocimiento de ingresos	28
3.15. Dividendos	30
3.16. Medio ambiente	30
3.17. Valor razonable	30
3.18. Préstamos entre empresa relacionada	31
Nota 4- GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO	31
4.1. Política de gestión de riesgos	31
4.2. Riesgo de mercado y financieros	32
4.3. Medición del riesgo	34
4.4. Cambios regulatorios	35
Nota 5- USO DE ESTIMACIONES, JUICIOS Y SUPUESTOS CONTABLES	38
Nota 6- EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	38
Nota 7- INSTRUMENTOS FINANCIEROS	39
7.1 Instrumentos financieros por categoría	39
7.2 Valoración de instrumentos derivados	40
7.3 Riesgo de Crédito de los activos	40
7.4 Calidad crediticia de las contrapartes	40
7.5 Instrumentos derivados	41
Nota 8- OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS	41
Nota 9- DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR	42
Nota 10- SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS	43

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

	10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas	43
	10.2 Personas claves	46
Nota 11-	INVENTARIOS	47
Nota 12-	IMPUESTOS	48
Nota 13-	ACTIVOS INTANGIBLES	50
Nota 14-	PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS	51
	14.1 Propiedades, plantas y equipos	52
	14.2 Deterioro del valor de los activos	53
	14.3 Enajenación de activos	53
	14.4 Activos prendados	53
Nota 15-	OTROS PASIVOS FINANCIEROS	53
	15.1 Prestamos que devengan interés	54
Nota 16-	CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR	56
Nota 17-	PROVISIONES	57
Nota 18-	PATRIMONIO NETO	58
	18.1 Gestión del capital	58
	18.2 Capital suscrito y pagado	58
	18.3 Prima Emisión	58
	18.4 Ganancias (pérdidas) acumuladas	58
	18.5 Otras reservas	59
Nota 19-	INGRESOS	59
Nota 20-	GASTOS	60
	20.1 Gastos por Naturaleza	60
Nota 21-	RESULTADO FINANCIERO Y OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS), NETO	60
Nota 22-	CONTINGENCIAS Y COMPROMISOS	61
	22.1 Litigios	61
	22.2 Compromisos financieros	61
Nota 23-	GARANTÍAS	62
Nota 24-	UTILIDAD POR ACCIÓN	63
Nota 25-	MEDIO AMBIENTE	63
Nota 26-	MONEDA EXTRANJERA	64
Nota 27-	HECHOS POSTERIORES	64

Referencias:

US\$	Dólar de los Estados Unidos de América.
MUS\$	Miles de dólares estadounidenses
\$	Pesos chilenos
M\$	Miles de pesos chilenos
U.F.	Unidad de fomento. Una unidad monetaria denominada en pesos chilenos que está indexada a la inflación. El valor de la UF se establece a diario y con antelación en función de la variación del índice de precios al consumidor del mes anterior.

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

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

	Nota	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
ACTIVOS CORRIENTES			
Efectivo y equivalentes al efectivo	6	56.720	72.648
Otros activos no financieros	8	3.765	3.204
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	9	67.241	69.961
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	10	8.510	15.176
Inventarios	11	22.795	39.378
Total Activos Corrientes		159.031	200.367
ACTIVOS NO CORRIENTES			
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corriente	10	14.018	15.187
Activos intangibles	13	1.164	1.391
Propiedades, plantas y equipos	14	717.929	761.735
Total Activos No Corrientes		733.111	778.313
TOTAL ACTIVOS		892.142	978.680

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

Estados de Situación Financiera

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023

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

	Nota	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
PASIVOS CORRIENTES			
Otros pasivos financieros	15	71.115	66.152
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	16	30.132	28.000
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	10	3.666	27.647
Pasivos por impuestos corrientes	12	11.489	16.421
Otros pasivos no financieros		—	2
Total Pasivos Corrientes		116.402	138.222
PASIVOS NO CORRIENTES			
Otros pasivos financieros	15	569.191	630.714
Otras provisiones	17	26.170	21.176
Pasivos por impuestos diferidos	12	71.182	66.145
Total Pasivos No Corrientes		666.543	718.035
TOTAL PASIVOS		782.945	856.257
PATRIMONIO			
Capital pagado		90.876	90.876
Ganancias acumuladas	18	26.484	44.477
Primas de emisión	18	34.520	34.520
Otras reservas	18	(42.683)	(47.450)
Total Patrimonio		109.197	122.423
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVOS		892.142	978.680

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

Estados Resultados Integrales

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	Nota	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ingresos de actividades ordinarias	19	490.590	543.909
Costo de ventas	20	(325.626)	(394.315)
Ganancia bruta		164.964	149.594
Gastos de administración	20	(2.057)	(1.431)
Otras ganancias (pérdidas), neto	21	200	1
Ingresos financieros	21	3.139	1.412
Costos financieros	21	(48.098)	(52.906)
Ganancia (pérdidas) por deterioro NIIF 9	9	16	(97)
Diferencias de cambio	21	(2.302)	(1.277)
Ganancia antes de impuestos		115.862	95.296
Gasto por impuestos a las ganancias	12	(31.855)	(25.722)
Ganancia neta del ejercicio		84.007	69.574
Ganancias por acción			
Ganancia por acción básica			
Ganancia por acción básica en operaciones continuadas	24	0,190	0,157
Ganancia (pérdida) por acción básica en operaciones discontinuadas		—	—
Ganancia por acción básica		0,190	0,157

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Estados de Resultados Integrales

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023
(importes expresados en miles de dólares estadounidenses, a menos que se indique lo contrario)

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ganancia neta del ejercicio	84.007	69.574
Componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Ganancias (pérdidas) no realizadas por coberturas de flujos de efectivo	5.967	5.960
Impuesto a las ganancias relacionado con componentes de otro resultado integral que se reclasificarán al resultado del ejercicio		
Efecto de impuesto a las ganancias relacionado con coberturas de flujos de efectivo de otro resultado integral	(1.200)	(1.609)
Otro resultado integral	4.767	4.351
Resultado integral neto del ejercicio	88.774	73.925

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Estados de Cambios en el Patrimonio

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023

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

	Capital pagado	Primas de emisión	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras reservas varias	Ganancias (pérdidas) acumuladas	Patrimonio total
Saldo Inicial al 01 enero 2024	90.876	34.520	(47.445)	(5)	44.477	122.423
Cambios en patrimonio						
Ganancia del ejercicio	—	—	—	—	84.007	84.007
Otro resultado integral	—	—	4.767	—	—	4.767
Resultado integral	—	—	4.767	—	84.007	88.774
Dividendos (Nota 18.2)	—	—	—	—	(102.000)	(102.000)
Total de cambios en patrimonio	—	—	4.767	—	(17.993)	(13.226)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2024	90.876	34.520	(42.678)	(5)	26.484	109.197
Saldo Inicial al 01 enero 2023	90.876	34.520	(51.796)	(5)	63.703	137.298
Cambios en patrimonio						
Ganancia del ejercicio	—	—	—	—	69.574	69.574
Otro resultado integral	—	—	4.351	—	—	4.351
Resultado integral	—	—	4.351	—	69.574	73.925
Dividendos (Nota 18.2)	—	—	—	—	(88.800)	(88.800)
Total de cambios en patrimonio	—	—	4.351	—	(19.226)	(14.875)
Saldo Final al 31 de diciembre de 2023	90.876	34.520	(47.445)	(5)	44.477	122.423

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

Estados de Flujos de Efectivo Directo

Por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023

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

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Flujos de efectivo de actividades de operación		
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	585.979	701.358
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	(301.800)	(388.057)
Otros pagos por actividades de operación	(61.063)	(61.916)
Intereses recibidos	3.139	1.087
Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)	(32.949)	(5.535)
Otras salidas	(12)	(37)
Flujos de efectivo netos procedentes de actividades de operación	193.294	246.900
Flujos de efectivo de actividades de inversión		
Compras de propiedades, planta y equipo	(5.374)	(4.323)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de inversión	(5.374)	(4.323)
Flujos de efectivo de actividades de financiación		
Pago de préstamos	(60.114)	(59.899)
Dividendos pagados	(102.000)	(88.800)
Intereses pagados	(41.447)	(44.804)
Otras entradas /(salidas) de efectivo	(489)	(623)
Flujos de efectivo netos utilizados en actividades de financiación	(204.050)	(194.126)
Incremento neto (disminución) en el efectivo y efectivo equivalente antes del efecto de tasa de cambio	(16.130)	48.451
Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo	202	(1.025)
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	(15.928)	47.426
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del ejercicio	72.648	25.222
Efectivo y equivalentes al efectivo final del ejercicio	56.720	72.648

Las notas adjuntas forman parte integral de estos estados financieros.

NOTA 1 - INFORMACIÓN GENERAL

Empresa Eléctrica Cochrane SpA (en adelante, la “Sociedad”, “Compañía” o “Cochrane”) fue constituida en Chile mediante escritura pública del 25 de septiembre de 2009, otorgada ante el Notario Público de Santiago Don Osvaldo Pereira González.

La Compañía opera en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) y es titular de una central termoeléctrica con dos unidades a carbón de potencia instalada total de 550MW, ubicada en la ciudad de Mejillones, en la Región de Antofagasta.

La Compañía está bajo el control directo de Inversiones Cochrane SpA. (“Inversiones Cochrane”) con una participación del 60% de su capital social. El 40% de la participación restante pertenece a un accionista minoritario, DE Cochrane SpA. La Compañía está bajo el control indirecto de AES Andes S.A. y su sociedad matriz última es The AES Corporation.

Con fecha 16 de junio de 2020, DE Cochrane SpA compró 174.465.498 acciones emitidas de Cochrane a Diamond Pacific Investment Limitada. Como resultado de esta transacción, los accionistas de la Sociedad eran a esa fecha: Norgener Inversiones SpA (60%), (subsidiaria directa de AES Andes S.A.), y DE Cochrane SpA (40%).

Con fecha 16 de junio de 2020, Cochrane fue inscrita en el registro de Emisores de valores de oferta pública de la Comisión para el Mercado Financiero (“CMF”) bajo el registro número 1183.

Con fecha 1 de septiembre de 2020, Norgener Inversiones SpA aportó a su filial, Inversiones Cochrane SpA, 261.698.247 acciones emitidas por la Sociedad. Como resultado de dicho aporte, los actuales accionistas de Empresa Eléctrica Cochrane SpA son: Inversiones Cochrane SpA (60%) y DE Cochrane SpA (40%).

Las oficinas comerciales de Cochrane se encuentran en Los Conquistadores N°1730, piso 10, comuna de Providencia, Región Metropolitana en Santiago.

Estos estados financieros anuales al 31 de diciembre de 2024 fueron aprobados por el Directorio de la Compañía el 20 de marzo de 2025.

NOTA 2 - BASES DE PRESENTACIÓN

2.1.- Bases de preparación de los estados financieros

La Sociedad prepara sus Estados Financieros anuales de acuerdo a las Normas de Contabilidad de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), emitidas por el International Accounting Standards Board ("IASB").

Los presentes estados financieros anuales comprenden los estados de situación financiera al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y los correspondientes estados de resultados integrales (preparados clasificando costos y gastos por función), de cambios en el patrimonio y de flujos de efectivo (preparados utilizando el método) directo por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 y sus correspondientes notas.

Estos estados financieros anuales se han preparado siguiendo el principio de empresa en marcha mediante la aplicación del método de costo, con excepción, de acuerdo con NIIF, de aquellos activos y pasivos que se registran a valor razonable.

La preparación de los presentes estados financieros anuales de conformidad con las NIIF requiere el uso de ciertas estimaciones contables críticas. También exige a la administración que ejerza su juicio en el proceso de aplicación de las políticas contables de la Compañía. En la Nota 5 se informan las áreas que implican un mayor grado de juicio o complejidad o las áreas en las que los supuestos y estimaciones son significativos para los estados financieros.

Un activo o pasivo se considera corriente cuando se espera realizar, vender o consumir en el transcurso del ciclo normal de la operación de la Compañía, se mantenga fundamentalmente con fines de comercialización o se espera realizar dentro de los 12 meses posteriores a la fecha de información.

La información contenida en los presentes estados financieros anuales es responsabilidad de la Administración de Empresa Eléctrica Cochrane SpA. En la preparación de los estados financieros anuales se han utilizado las políticas emanadas desde su matriz AES Andes S.A.

2.2.- Nuevos pronunciamientos contables

a. Impacto de la aplicación de nuevas normas y modificaciones en 2024

Las normas e interpretaciones, así como las mejoras y modificaciones a NIIF, que han sido emitidas, con entrada en vigencia a la fecha de estos estados financieros anuales, se encuentran detalladas a continuación:

	Normas, interpretaciones y modificaciones	Fecha de aplicación obligatoria
	Normas e implementaciones	
NIC 1	Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes	1 de enero de 2024
NIIF 16	Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior	1 de enero de 2024
NIC 7 y NIIF 7	Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores	1 de enero de 2024

La aplicación de estos pronunciamientos no ha tenido efectos significativos para la Sociedad, los cuales se detallan en la nota 2.2 (b) más abajo. El resto de los criterios contables aplicados durante el ejercicio 2024 no han variado respecto a los utilizados en el ejercicio anterior.

b. Impacto de la aplicación de nuevas normas y modificaciones en 2024

La Sociedad aplicó por primera vez ciertas normas, interpretaciones y enmiendas, las cuales son efectivas para los períodos que inicien el 1 de enero de 2024 o fecha posterior. Las normas, interpretaciones y enmiendas a NIIF que entraron en vigencia a la fecha de los estados financieros, su naturaleza e impactos se detallan a continuación:

NIC 1 Presentación de Estados Financieros – Clasificación de pasivos como corrientes o no corrientes

En 2020 y 2022, el IASB emitió enmiendas a la NIC 1 para especificar los requerimientos para la clasificación de los pasivos como corrientes o no corrientes. Las enmiendas clarifican acerca de:

1. Qué se entiende por derecho a aplazar la liquidación.
2. Que debe existir un derecho a aplazar al final del período sobre el que se informa.
3. Esa clasificación no se ve afectada por la probabilidad de que una entidad ejerza su derecho de aplazamiento.
4. Que sólo si un derivado implícito en un pasivo convertible es en sí mismo un instrumento de patrimonio, los términos de un pasivo no afectarían su clasificación.

Las enmiendas son efectivas para períodos que comiencen en o después del 1 de enero de 2024. Las enmiendas deben aplicarse de forma prospectiva. La aplicación anticipada está permitida, la cual debe revelarse. Sin embargo, una entidad que aplique las enmiendas de 2020 anticipadamente también está obligada a aplicar las enmiendas de 2022, y viceversa.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

NIIF 16 Pasivos por arrendamientos relacionados a ventas con arrendamiento posterior

La enmienda aborda los requisitos que utiliza un vendedor-arrendatario para medir el pasivo por arrendamiento que surge en una transacción de venta con arrendamiento posterior.

La enmienda establece que después de la fecha de inicio de una transacción de venta con arrendamiento posterior, el vendedor-arrendatario aplica los párrafos 29 al 35 de NIIF 16 al activo por derecho de uso que surge del arrendamiento posterior y los párrafos 36 al 46 de NIIF 16 al pasivo por arrendamiento que surge del arrendamiento posterior. Al aplicar los párrafos 36 al 46 de NIIF 16, el vendedor-arrendatario determina los “pagos de arrendamiento” o los “pagos de arrendamiento revisados” de tal manera que el vendedor-arrendatario no reconocería ningún importe de ganancia o pérdida relacionada con el derecho de uso que este conserva. La aplicación de estos requisitos no impide que el vendedor-arrendatario reconozca, en resultados, cualquier ganancia o pérdida relacionada con el cese parcial o total de un arrendamiento, tal cual requiere el párrafo 46(a) de la NIIF 16.

La enmienda no prescribe requisitos de medición específicos para los pasivos por arrendamiento que surgen de un arrendamiento posterior. La medición inicial del pasivo por arrendamiento que surge de un arrendamiento posterior puede dar lugar a que el vendedor-arrendatario determine “pagos por arrendamiento” que son diferentes de la definición general de pagos por arrendamiento en el Apéndice A de NIIF 16. El vendedor-arrendatario deberá desarrollar y aplicar una política contable que da como resultado información que es relevante y confiable de acuerdo con la NIC 8.

Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda a los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite la aplicación anticipada y ese hecho debe revelarse. Un vendedor-arrendatario aplica la enmienda de forma retroactiva de acuerdo con la NIC 8 a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas después de la fecha de aplicación inicial (es decir, la modificación no se aplica a las transacciones de venta con arrendamiento posterior realizadas antes de la fecha de aplicación inicial). La fecha

de aplicación inicial es el comienzo del período anual sobre el que se informa en el que una entidad aplicó por primera vez la norma NIIF 16.

La enmienda es aplicable por primera vez en 2024, sin embargo, no tiene un impacto significativo en los estados financieros de la Compañía.

NIC 7 y NIIF 7 – Revelaciones sobre acuerdos de financiación de proveedores

En mayo de 2023, el Consejo emitió enmiendas a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo y la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar. Las enmiendas especifican los requisitos de información a revelar para mejorar los requisitos actuales, que tienen por objeto ayudar a los usuarios de los estados financieros a comprender los efectos de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos, flujos de efectivo y la exposición al riesgo de liquidez de una entidad.

Las enmiendas aclaran las características de los acuerdos de financiación de proveedores. En estos acuerdos, uno o más proveedores de servicios financieros pagan cantidades que una entidad adeuda a sus proveedores. La entidad acuerda liquidar esos montos con los proveedores de servicios financieros de acuerdo con los términos y condiciones de los acuerdos, ya sea en la misma fecha o en una fecha posterior a la que los proveedores de servicios financieros pagan a los proveedores de la entidad.

Las enmiendas requieren que una entidad proporcione información sobre el impacto de los acuerdos de financiación de proveedores sobre los pasivos y los flujos de efectivo, incluidos los términos y condiciones de dichos acuerdos, información cuantitativa sobre los pasivos relacionados con dichos acuerdos al principio y al final del periodo sobre el que se informa y el tipo y el efecto de los cambios no monetarios en los importes en libros de esos acuerdos. Se requiere que la información sobre esos acuerdos se presente en forma agregada a menos que los acuerdos individuales tengan términos que no son similares entre sí o que son únicos. En el contexto de las revelaciones cuantitativas de riesgo de liquidez requeridas por la NIIF 7, los acuerdos de financiación de proveedores se incluyen como un ejemplo de otros factores que podrían ser relevantes para revelar.

Las enmiendas entrarán en vigor para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2024. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Las enmiendas brindan algunas exenciones de transición con respecto a la información comparativa y cuantitativa al comienzo del período de informe anual y las revelaciones en la información financiera intermedia.

Como resultado de la implementación de las enmiendas en 2024, La Compañía no se ha visto afectada.

c. Pronunciamientos contables con aplicación efectiva a contar del 1 de enero de 2025 y siguientes

Las normas e interpretaciones, así como las enmiendas a NIIF, que han sido emitidas, pero aún no han entrado en vigencia a la fecha de estos estados financieros, se encuentran detalladas a continuación. La Compañía no ha aplicado estas normas en forma anticipada:

Normas e interpretaciones		Fecha de aplicación obligatoria
NIC 21	Falta de intercambiabilidad	1 de enero de 2025
NIIF 9 y NIIF 7	Clasificación y mediación de los instrumentos financieros	1 de enero de 2026
NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7	Mejoras Anuales a las Normas de Contabilidad NIIF	1 de enero de 2026
NIIF 9 y NIIF 7	Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza	1 de enero de 2026
NIIF 18	Presentación e información a revelar en los estados financieros	1 de enero de 2027
NIIF 19	Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar	1 de enero de 2027
NIIF 10 y NIC 28	Estados financieros consolidados – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto	Por determinar

NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio – Falta de intercambiabilidad

Las enmiendas a la NIC 21 Efectos de las Variaciones en las Tasas de Cambio especifican cómo una entidad debe evaluar si una moneda es intercambiable y cómo debe determinar un tipo de cambio spot cuando falta intercambiabilidad.

Se considera que una moneda es intercambiable por otra moneda cuando una entidad puede obtener la otra moneda en un plazo administrativo normal y a través de un mercado o mecanismo cambiario donde una transacción de cambio crearía derechos y obligaciones exigibles.

Si una moneda no es intercambiable por otra moneda, se requiere que una entidad estime el tipo de cambio spot en la fecha de medición. El objetivo de esta estimación es reflejar la tasa a la que tendría lugar una transacción de intercambio a la fecha de medición entre participantes del mercado bajo condiciones económicas prevalecientes. Las enmiendas señalan que una entidad puede utilizar un tipo de cambio observable sin ajuste u otra técnica de estimación.

Cuando una entidad estima un tipo de cambio spot porque una moneda no es intercambiable por otra moneda, debe revelar información que permita a los usuarios de sus estados financieros comprender cómo este hecho afecta, o se espera que afecte, el desempeño financiero, situación financiera y flujos de efectivo de la entidad.

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2025. Se permite su adopción anticipada, pero la misma deberá ser revelada. Al aplicar las enmiendas, una entidad no puede reexpresar información comparativa

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

NIIF 9 y NIIF 7 Clasificación y medición de los instrumentos financieros

En mayo de 2024, el Consejo emitió enmiendas a la clasificación y medición de los instrumentos financieros que:

- 1 Clarifican que un pasivo financiero se da de baja en cuentas en la “fecha de liquidación”, es decir, cuando la obligación vinculada se cumple, se cancela, expira o el pasivo de otro modo califica para su baja en cuentas. También introduce una opción de política contable para dar de baja en cuentas los pasivos financieros que se liquidan a través de un sistema de pago electrónico antes de la fecha de liquidación si se cumplen ciertas condiciones.
- 2 Clarifican cómo evaluar las características del flujo de efectivo contractual de los activos financieros que incluyen características ambientales, sociales y de gobernanza (ASG) y otras características contingentes similares.
- 3 Clarifican el tratamiento de los activos sin recurso y los instrumentos vinculados contractualmente,
- 4 Requieren revelaciones adicionales en la NIIF 7 para activos y pasivos financieros con términos contractuales que hacen referencia a un evento contingente (incluidos aquellos que están vinculados a ASG) e instrumentos de patrimonio clasificados a valor razonable con cambios en otro resultado integral.

El IASB publicó modificaciones a la NIIF 9 que abordan los siguientes temas:

Las enmiendas serán efectivas para los períodos anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Las entidades pueden adoptar anticipadamente las modificaciones que se relacionan con la clasificación de activos financieros más las revelaciones relacionadas y aplicar las otras modificaciones más adelante.

Los nuevos requisitos se aplicarán retrospectivamente con un ajuste en el saldo de apertura de los resultados acumulados. No es necesario reexpresar períodos anteriores. Además, se requiere que una entidad revele información sobre los activos financieros que cambian su categoría de medición debido a las modificaciones.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

Mejoras anuales a las normas de Contabilidad NIIF

En julio de 2024 el Consejo emitió las mejoras anuales a las NIIF que afectan NIIF 1, NIIF 7, NIIF 9, NIIF 10 y NIC 7. Las mejoras anuales se limitan a cambios que aclaran la redacción de una norma o corrigen inconsecuencias no deseadas relativamente menores, equivocaciones o conflictos entre los requisitos de las normas NIIF que pueden ser causados por descripciones imprecisas.

Estas enmiendas aplican para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite su aplicación anticipada.

Las modificaciones son efectivas para los períodos anuales sobre los que se informa que comiencen a partir del 1 de enero de 2026. Se permite la aplicación anticipada.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de las enmiendas una vez entren en vigencia.

NIIF 9 y NIIF 7 Contratos de electricidad dependientes de la naturaleza

En diciembre de 2024, el Consejo emitió las enmiendas a NIIF 9 Instrumentos Financieros y a la NIIF 7 Instrumentos Financieros: Información a Revelar, que:

- 1 Aclaran la aplicación de los requisitos del concepto de “uso propio”.
- 2 Permiten la contabilidad de cobertura si estos contratos se utilizan como instrumentos de cobertura.

- 3 Agregan nuevos requisitos de revelaciones para permitir a los inversores entender el efecto de estos contratos en el desempeño financiero y los flujos de efectivo de una entidad.

Las enmiendas entrarán en vigencia para los períodos de presentación de informes anuales que comiencen el 1 de enero de 2026 o después. Se permite la adopción anticipada, pero la misma debe ser revelada. Las aclaraciones sobre los requisitos de “uso propio” deben aplicarse retrospectivamente, pero las directrices que permiten la contabilidad de cobertura deben aplicarse prospectivamente a las nuevas relaciones de cobertura designadas en o después de la fecha de aplicación inicial.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de las enmiendas una vez entren en vigencia.

NIIF 18 Presentación y Revelación en Estados Financieros

En abril de 2024, el Consejo emitió la NIIF 18 Presentación e Información a Revelar en los Estados Financieros (“NIIF 18”) que reemplaza la NIC 1 Presentación de Estados Financieros. NIIF 18 introduce nuevas categorías y subtotales en el estado de resultados. También requiere la revelación de medidas de desempeño definidas por la administración (tal como se definen) e incluye nuevos requisitos para la ubicación, agregación y desagregación de la información financiera incluyendo orientación para determinar descripciones o nombres significativos para las partidas que se agregan en los estados financieros.

Estado de resultados

Se requerirá que una entidad clasifique todos los ingresos y gastos dentro de su estado de resultados en una de cinco categorías: operativos; de inversión; de financiación; impuestos sobre las ganancias; y operaciones discontinuadas. Además, NIIF 18 requiere que una entidad presente subtotales y totales para “ganancia o pérdida operativa”, “ganancia o pérdida antes de financiamiento e impuestos sobre las ganancias” y “ganancia o pérdida”.

Principales actividades de negocio

Para efectos de clasificar sus ingresos y gastos en las categorías requeridas por NIIF 18, una entidad necesitará evaluar si tiene una “actividad de negocio principal” de invertir en activos o proporcionar financiamiento a clientes, ya que se aplicarán requisitos de clasificación específicos a tales entidades. Determinar si una entidad tiene tal actividad de negocio principal específica es una cuestión de hecho y de circunstancia que requiere juicio. Una entidad puede tener más de una actividad de negocio principal.

Medidas de desempeño definidas por la administración

NIIF 18 introduce el concepto de medida de desempeño definida por la administración (“MPM” por sus siglas en inglés) que se define como un subtotal de ingresos y gastos que una entidad utiliza en comunicaciones públicas fuera de los estados financieros, para comunicar la visión que la administración tiene de un aspecto del desempeño financiero de la entidad en su conjunto a los usuarios. NIIF 18 requiere la revelación de información sobre todas las MPMs de una entidad dentro de una sola nota a los estados financieros y requiere que se hagan varias revelaciones sobre cada MPM, incluyendo cómo se calcula la medida y una conciliación con el subtotal más comparable especificado por NIIF 18 u otra norma contable NIIF.

Modificaciones resultantes a otras normas contables

Se han realizado modificaciones de alcance limitado a la NIC 7 Estado de Flujos de Efectivo, que incluyen cambiar el punto de partida para determinar los flujos de efectivo de las actividades de operación bajo el método indirecto de “ganancia o pérdida” a “ganancia o pérdida operativa”. También se ha eliminado en gran medida la

opcionalidad en torno a la clasificación de los flujos de efectivo de dividendos e intereses en el estado de flujos de efectivo.

Además, se modifica NIC 33 Ganancias por Acción para incluir requisitos adicionales que permitan a las entidades revelar montos adicionales por acción, solo si el numerador utilizado en el cálculo cumple con criterios específicos. El numerador debe ser:

Un importe atribuible a los accionistas ordinarios de la entidad matriz; y
Un total o subtotal identificado por NIIF 18 o una MPM según lo definido por NIIF 18.

Algunos requisitos previamente incluidos en NIC 1 se han trasladado a NIC 8 Políticas Contables, Cambios en las Estimaciones Contables y Errores, que ha pasado a denominarse NIC 8 Bases para la Preparación de Estados Financieros. NIC 34 Información Financiera Intermedia ha sido modificada para requerir la divulgación de las MPMs.

NIIF 18 y las modificaciones a las demás normas contables son efectivas para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se aplicarán de forma retroactiva. La adopción anticipada está permitida la cual deberá divulgarse.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la norma una vez entre en vigencia.

NIIF 19 Subsidiarias sin obligación pública de rendir cuentas: Información a revelar

En mayo de 2024, el Consejo emitió NIIF 19 Subsidiarias sin Obligación Pública de Rendir Cuentas: Información a Revelar ("NIIF 19"), que permite a las entidades elegibles optar por aplicar requisitos de revelación reducidos sin dejar de aplicar los requisitos de reconocimiento, medición y presentación en otras normas de contabilidad NIIF. A menos que se especifique lo contrario, las entidades elegibles que opten por aplicar NIIF 19 no necesitarán aplicar los requisitos de revelación de otras normas contables NIIF.

Una entidad que aplica NIIF 19 debe revelar ese hecho como parte de su declaración general de cumplimiento de las normas contables NIIF. NIIF 19 requiere que una entidad cuyos estados financieros cumplan con las normas de contabilidad NIIF, incluida NIIF 19, haga una declaración explícita y sin reservas de dicho cumplimiento.

Una entidad puede optar por aplicar NIIF 19 si al final del periodo sobre el que se informa:

- Es una subsidiaria según se define en NIIF 10 Estados Financieros Consolidados;
- No tiene obligación de pública de rendir cuentas; y
- Tiene una matriz (ya sea última o intermedia) que prepara estados financieros consolidados, disponibles para uso público, que cumplen con las normas contables NIIF.

Obligación pública de rendir cuentas

Una entidad tiene obligación pública de rendir cuentas si:

- Sus instrumentos de deuda o capital se negocian en un mercado público, o está en proceso de emitir tales instrumentos que se negocien en un mercado público; o
- Mantiene activos en calidad de fiduciario para un amplio grupo de personas externas como uno de sus negocios principales (es decir, no por razones incidentales a su negocio principal).

Requisitos de revelación y referencias a otras normas contables NIIF

Los requisitos de revelación de NIIF 19 están organizados en subtítulos según las normas de contabilidad NIIF y cuando los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF siguen siendo aplicables, estos se especifican bajo el subtítulo de cada norma de contabilidad NIIF.

Las revelaciones de NIIF 19 excluyen NIIF 8 Segmentos Operativos, NIIF 17 Contratos de Seguro y NIC 33 Ganancias por Acción. Por lo tanto, si una entidad que aplica NIIF 19 debe aplicar NIIF 17 o elige aplicar NIIF 8 y/o NIC 33, se requeriría que esa entidad aplique todos los requisitos de revelación relevantes en esas normas.

Enmiendas esperadas

Al desarrollar los requisitos de divulgación de NIIF 19, el Consejo consideró los requisitos de revelación de otras normas de contabilidad NIIF al 28 de febrero de 2021.

Los requisitos de revelación en las normas de contabilidad NIIF que se han agregado o modificado después de esta fecha se han incluido en NIIF 19 sin cambios. En consecuencia, el Consejo indicó que publicará un proyecto de norma que establecerá si y cómo reducir los requisitos de revelación de cualquier modificación y adición realizadas a otras normas de contabilidad NIIF después del 28 de febrero de 2021, con el fin de actualizar NIIF 19.

NIIF 19 es efectiva para los períodos sobre los que se informa que comienzan a partir del 1 de enero de 2027 y se permite su adopción anticipada. Si una entidad elegible opta por aplicar la norma antes, debe revelar ese hecho. Se requiere que una entidad, durante el primer período (anual e intermedio) en el que aplica la norma, alinee las revelaciones en el período comparativo con las revelaciones incluidas en el período actual según NIIF 19, a menos que NIIF 19 u otra norma contable NIIF permita o requiera lo contrario.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la norma una vez entre en vigencia.

NIIF 10 Estados Financieros Consolidados y NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos – venta o aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto

Las enmiendas a NIIF 10 Estados Financieros Consolidados y NIC 28 Inversiones en Asociadas y Negocios Conjuntos (2011) abordan una inconsistencia reconocida entre los requerimientos de NIIF 10 y los de NIC 28 (2011) en el tratamiento de la venta o la aportación de activos entre un inversor y su asociada o negocio conjunto.

Las enmiendas, emitidas en septiembre de 2014, establecen que cuando la transacción involucra un negocio (tanto cuando se encuentra en una filial o no) se reconoce toda la ganancia o pérdida generada. Se reconoce una ganancia o pérdida parcial cuando la transacción involucra activos que no constituyen un negocio, incluso cuando los activos se encuentran en una filial.

La fecha de aplicación obligatoria de estas enmiendas está por determinar debido a que el IASB está a la espera de los resultados de su proyecto de investigación sobre la contabilización según el método de participación patrimonial. Estas enmiendas deben ser aplicadas en forma retrospectiva y se permite la adopción anticipada, lo cual debe ser revelado.

La Compañía realizará la evaluación del impacto de la enmienda una vez entre en vigencia.

NOTA 3 - RESUMEN DE LAS PRINCIPALES POLÍTICAS CONTABLES

3.1.- Segmentos operativos

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

La Sociedad se define como un único segmento operativo abarcando la totalidad del negocio, lo anterior basado en que:

-Cochrane opera en el Mercado Chileno, razón por la cual no es posible establecer segmentación geográfica;

-Las clasificaciones aplicadas a los ingresos por clientes (clientes libres, mercado spot) de la Compañía, obedecen exclusivamente a la asignación o definición de tarifas.

Cabe señalar que la principal actividad de la Compañía consiste en la generación eléctrica.

3.2.- Operaciones en moneda extranjera

a. Moneda de presentación y moneda funcional

Las partidas incluidas en los estados financieros anuales se valoran utilizando la moneda del entorno económico principal en que opera la entidad (moneda funcional). Los estados financieros de la Sociedad se expresan en miles de dólares estadounidenses. La moneda funcional de la Sociedad es el dólar estadounidense.

b. Transacciones y saldos

Las transacciones en monedas distintas a la moneda funcional se convierten a la moneda funcional utilizando los tipos de cambio vigentes en las fechas de las transacciones. Las diferencias de cambio que resultan de la liquidación de estas operaciones y de la conversión de activos y pasivos monetarios denominados en moneda extranjera a los tipos de cambio de cierre se reconocen en el estado de resultados, excepto si difieren en patrimonio neto como una cobertura de flujos de efectivo.

Las partidas no monetarias que se contabilizan según su costo histórico en una moneda extranjera se convierten con los tipos de cambio vigentes en la fecha de la operación inicial. Las partidas no monetarias que se contabilizan según su valor razonable en una moneda extranjera se convierten con el tipo de cambio vigente a la fecha de la determinación del valor razonable.

c. Bases de conversión

Los activos y pasivos en moneda distinta a la moneda funcional y aquellos denominados en unidades de fomento, se presentan a los siguientes tipos de cambios y valores de cierre por US\$1, respectivamente:

	Símbolo	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Pesos chilenos	\$	996,46	877,12
Unidad de fomento	UF	0,03	0,02

La Unidad de Fomento (UF) es una unidad monetaria denominada en pesos chilenos que está indexada a la inflación. El valor de la UF se establece a diario y con antelación, sobre la base de la variación del Índice de Precios al Consumidor de Chile del mes anterior.

3.3.- Propiedades, plantas y equipos

Los terrenos que pertenecen a la Sociedad se reconocen a su costo menos pérdidas por deterioro acumuladas correspondientes.

Las plantas, edificios, equipos, sistemas de transmisión mantenidos para el uso en la generación eléctrica y otros ítems de propiedades, planta y equipos se reconocen a su costo histórico menos la depreciación y pérdidas por deterioro acumuladas.

El costo de un activo incluye su precio de adquisición, todos los costos directamente relacionados con la ubicación del activo en el lugar y en las condiciones necesarias para que pueda operar de la forma prevista por la Administración y la estimación inicial de los Gastos por incremento de la obligación de retiro de activos, así como la rehabilitación del lugar en que se encuentra, que constituyan una obligación para la Compañía, al adquirir el elemento o como consecuencia de utilizar el activo durante un determinado período.

Los costos posteriores se incluyen en el valor del activo inicial o se reconocen como un activo separado, sólo cuando cumplen con los criterios de reconocimiento de la NIC 16 "Propiedades, plantas y equipos": que sea probable que la Sociedad reciba los beneficios económicos futuros asociados con los elementos del activo y que el costo del elemento pueda determinarse en forma fiable. El valor del componente sustituido se da de baja contablemente. Cualesquiera otras reparaciones y mantenciones se cargan en el resultado del período en el que se incurre.

Las obras en ejecución incluyen, entre otros conceptos, los siguientes gastos capitalizados únicamente durante el período de construcción:

- i. Gastos financieros relativos a la financiación externa que sean directamente atribuibles a las construcciones, tanto si es de carácter específica como genérica. En relación con la financiación genérica, los gastos financieros activados se obtienen aplicando el costo promedio ponderado de financiación de largo plazo a la inversión promedia acumulada susceptible de activación no financiada específicamente.
- ii. Gastos de personal relacionados en forma directa y otros de naturaleza operativa atribuibles a la construcción.

Las obras en curso se traspasan al activo fijo una vez finalizado el período de prueba cuando se encuentran disponibles para su uso, a partir de cuyo momento comienza su depreciación.

La depreciación de los activos fijos se calcula usando el método lineal, considerando el costo menos el valor residual sobre sus vidas útiles económicas estimadas. Las vidas útiles estimadas correspondientes a las principales clases de activos más relevantes se exponen en Nota 14.

El valor residual y la vida útil de los activos se revisan periódicamente y, de ser necesario, se ajustan para reflejar una vida útil restante acorde con las expectativas de uso de los activos.

Cuando el valor de un activo es superior a su importe recuperable estimado, su valor se reduce de forma inmediata hasta su importe recuperable, mediante reconocimiento de pérdidas por deterioro (Nota 3.5).

Las pérdidas y ganancias por la venta de activo fijo se calculan comparando los ingresos obtenidos con el valor en libros y se incluyen en el estado de resultados como "Otras ganancias (pérdidas) netas".

Las bajas de activo fijo corresponden al valor libro bruto menos la depreciación acumulada al momento del registro.

3.4.- Activos intangibles

a. Programas Informáticos

Las licencias para programas informáticos adquiridas se capitalizan sobre la base de los costos en que se ha incurrido para adquirirlas y prepararlas para usar el programa específico. Estos costos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas, usando el método lineal. (Nota 13).

Los gastos relacionados con el desarrollo o mantenimiento de programas informáticos se reconocen como gasto cuando se incurre en ellos. Los costos directamente relacionados con la producción de programas informáticos únicos e identificables controlados por el Grupo, y que es probable que vayan a generar beneficios económicos superiores a los costos durante más de un año, se reconocen como activos intangibles. Los costos directos incluyen los gastos del personal que desarrolla los programas informáticos. Los costos de desarrollo de programas informáticos reconocidos como activos se amortizan durante sus vidas útiles estimadas.

b. Servidumbres

Los derechos de servidumbre se presentan a costo histórico. El período de explotación de dichos derechos no tiene límite por lo que son considerados activos con una vida útil indefinida, y en consecuencia no estarán sujetos a amortización. Sin embargo, la determinación de vida útil como indefinida es objeto de revisión en cada período para evaluar si esa consideración sigue siendo aplicable. Estos activos se someten a pruebas de deterioro de valor anualmente. La excepción a la norma de vida útil indefinida aplica sólo para aquellos casos en donde existe un contrato subyacente que limita la vida útil de la servidumbre (Nota 13).

3.5.- Deterioro de valor de los activos no financieros

Los activos sujetos a amortización y depreciación se someten a pruebas de pérdidas por deterioro siempre que algún suceso o cambio en las circunstancias indique que el importe en libros puede no ser recuperable. Si existiera algún indicio de deterioro del valor del activo, el importe recuperable se estimará para el activo individualmente considerado. Si no fuera posible estimar el importe recuperable del activo individual o el activo tiene una vida útil indefinida, la entidad determinará el nivel más bajo para el que hay flujos de efectivo identificables por separado (las unidades generadoras de efectivo) y se estima el importe recuperable de la unidad generadora de efectivo al que pertenece el activo.

Se reconoce una pérdida por deterioro por el exceso del importe en libros del activo o unidad generadora de efectivo sobre su importe recuperable. El importe recuperable es el mayor entre valor razonable de un activo menos los costos para la venta y el valor en uso. La estimación del valor en uso se basa en las proyecciones de flujos de efectivo descontados a su valor presente usando una tasa antes de impuestos que refleja las evaluaciones actuales del mercado y los riesgos asociados con el activo o unidad generadora de efectivo. La mejor determinación del valor razonable menos costos de venta incluye los precios de transacciones realizadas. Si las transacciones no pueden ser identificadas en el mercado, se usará un modelo de valuación.

Los activos no financieros, distintos de la plusvalía, que hubieran sufrido una pérdida por deterioro se someten a revisiones a cada fecha de cierre por si se hubieran producido eventos que justifiquen reversiones de la pérdida. El reverso de una pérdida por deterioro no excederá al importe en libros que podría haberse obtenido, neto de amortización y depreciación, si no se hubiese reconocido una pérdida por deterioro del valor para dicho activo en períodos anteriores.

3.6.- Activos financieros

Clasificación inicial

La Sociedad clasifica sus activos financieros en las siguientes categorías: valor razonable con cambios en resultados, costo amortizado y valor razonable con cambios en Otros Resultados Integrales. La clasificación de los activos financieros en el reconocimiento inicial depende de las características del flujo de efectivo contractual del activo financiero y del modelo de negocio de Cochrane para administrarlos. Con la excepción de las cuentas por cobrar comerciales que no contienen un componente financiero significativo o para las cuales Cochrane ha aplicado una solución práctica, Cochrane inicialmente mide un activo financiero a su valor razonable más, en el caso de un activo financiero que no esté a valor razonable a través de ganancia o pérdida, costos de transacción.

Los activos financieros clasificados y medidos al costo amortizado se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de mantener activos financieros para recolectar flujos de efectivo contractuales, mientras que los activos financieros clasificados y medidos a valor razonable a través de OCI se mantienen dentro de un modelo de negocios con el objetivo de ambos tenencia para cobrar flujos de efectivo contractuales y venta. Las compras o ventas de activos financieros que requieren la entrega de activos dentro de un marco de tiempo establecido por regulación o convención en el mercado (transacciones regulares) se reconocen en la fecha de negociación, es decir, la fecha en que la Sociedad se compromete a comprar o vender el activo.

a. Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Resultados (“FVTPL”)

Estos instrumentos se miden inicialmente a valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en utilidad o pérdida del ejercicio. Los activos financieros son clasificados a la categoría de activos financieros a valor razonable con cambios en resultado cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados.

Un activo financiero se clasifica en esta categoría si se adquiere principalmente con el propósito de venderse en el corto plazo. Las ganancias y pérdidas de activos mantenidos para negociar se reconocen en resultados y los intereses asociados se reconocen por separado en ingresos financieros. Los derivados también se clasifican como adquiridos para su negociación a menos que sean designados como coberturas.

b. Activos medidos a costo amortizado

Inicialmente se reconocen al valor justo de la transacción, más o menos, los costos de transacción que son directamente atribuibles a la adquisición o emisión del activo financiero o el pasivo financiero. Se mantienen con el objetivo de reconectar flujos de efectivo contractuales que cumplan con el criterio “Solo Pagos de Principal e Intereses” (“SPPI”). Esta categoría incluye los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar.

c. Activos Financieros a Valor Razonable con Cambios en Otros resultados integrales (“FVTOCI”)

Estos instrumentos se miden inicialmente a valor razonable, con ganancias o pérdidas reclasificadas a resultados del período en el momento de la baja en cuentas. Los instrumentos financieros en esta categoría cumplen con el criterio “SPPI” y se mantienen dentro del modelo de negocio de la Compañía, tanto para cobrar los flujos de efectivo como para venderlos.

El modelo de negocios de Cochrane para administrar activos financieros se refiere a cómo administra sus activos financieros para generar flujos de efectivo. El modelo de negocio determina si los flujos de efectivo resultarán de la recolección de flujos de efectivo contractuales, la venta de los activos financieros o ambos. La política contable utilizada para determinar el valor razonable se encuentra descrita con mayor detalle en Nota 3.17.

Valorización posterior

Los instrumentos financieros se miden posteriormente a "FVTPL", Costo Amortizado o "FVTOCI". La clasificación se basa en dos criterios: i) el modelo de negocio de la Compañía para administrar los instrumentos financieros, y ii) si los flujos de efectivo contractuales de los instrumentos financieros representan "solo pagos de principal e intereses".

a. Activos Financieros medidos en valor razonable (Fair Value through Profit and Loss "FVTPL"):

Estos instrumentos se miden posteriormente a valor razonable. Las ganancias y pérdidas netas, incluyendo cualquier ingreso por intereses o dividendos, se reconocen en utilidad o pérdida del período.

Estos instrumentos son mantenidos para negociar y se adquieren principalmente con el propósito de venderlos en el corto plazo. Los instrumentos derivados también se clasifican como mantenidos para negociar a menos que sean designados como contabilidad de cobertura. Los instrumentos financieros de esta categoría se clasifican como Otros activos financieros corrientes y no corrientes. Su valorización posterior se realiza mediante la determinación de su valor razonable, registrando los cambios de valor en el Estado de Resultados Integrales, en la línea Otras ganancias (pérdidas).

b. Activos Financieros medidos a costo amortizado:

Estos instrumentos se miden posteriormente al costo amortizado menos amortizaciones acumuladas utilizando el método de interés efectivo y ajustados por provisiones de pérdidas por deterioro, en el caso de los activos financieros. Los ingresos y gastos financieros, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Cualquier ganancia o pérdida en baja en cuentas se reconoce en utilidad o pérdida de período.

Los préstamos y cuentas a cobrar son instrumentos financieros no derivados con pagos fijos o determinables que no cotizan en un mercado activo. Su reconocimiento se realiza a través del costo amortizado, registrándose directamente en resultados el devengamiento de las condiciones pactadas.

c. Activos Financieros medidos a valor razonable con cambios en otros resultados integrales (Fair Value through Other Comprehensive Income "FVTOCI"):

Estos instrumentos se miden posteriormente a valor razonable. Los ingresos por intereses calculados utilizando el método de interés efectivo, las ganancias y pérdidas cambiarias y el deterioro se reconocen en resultados. Otras ganancias y pérdidas netas se reconocen en Other Comprehensive Income "OCI". En baja en cuentas, las ganancias y pérdidas acumuladas en "OCI" se reclasifican a resultados.

Deterioro

Siguiendo los requerimientos de NIIF 9, la Compañía aplica un modelo deterioro de valor basado en la determinación de pérdidas crediticias esperadas, con base en la historia pasada de la Compañía, las condiciones de mercado existentes, así como las estimaciones prospectivas al final de cada período de reporte. Este modelo se aplica a los activos financieros medidos a costo amortizado o medidos a valor razonable con cambios en otro resultado integral, excepto por las inversiones en instrumentos de patrimonio.

La pérdida crediticia esperada, es determinada considerando probabilidad de incumplimiento, el cual corresponde a la diferencia entre todos los flujos de efectivo contractuales que se deben de acuerdo con el contrato y todos los flujos de efectivo que se espera recibir (es decir, todas las insuficiencias de dinero), descontadas a la tasa de interés efectiva original.

Para determinar las pérdidas crediticias esperadas, la Compañía aplica dos enfoques diferentes:

- Enfoque general: aplicado a activos financieros distintos de las cuentas por cobrar comerciales, activos contractuales o cuentas por cobrar por arrendamientos. Este enfoque, se basa en la evaluación de aumentos

significativos en el riesgo de crédito de los activos financieros, desde el reconocimiento inicial. Si en la fecha de presentación de los estados financieros no se ha incrementado de forma significativa el riesgo de crédito, las pérdidas por deterioro se miden en referencia a las pérdidas crediticias esperadas en los próximos 12 meses; si, por el contrario, el riesgo crediticio se ha incrementado de forma significativa, el deterioro se mide considerando las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. En general, la medición de las pérdidas crediticias esperadas dentro del enfoque general, se realiza sobre una base individual.

- Enfoque simplificado: para cuentas por cobrar comerciales la Compañía aplica un método simplificado, mediante el cual la provisión por deterioro se registra siempre en referencia a las pérdidas crediticias esperadas durante toda la vida del activo. Este es el enfoque principal aplicado en mayor medida, dado que las cuentas comerciales por cobrar representan el principal activo financiero de la Compañía.

Respecto a clientes corporativos, la administración asigna su exposición a un grado de riesgo de crédito en base a datos determinados a ser predictivos, esto incluye a credit ratings, estados financieros auditados, flujos de caja proyectados e información disponible respecto clientes, y aplicando un juicio experimentado considerando esta data. El grado de riesgo crédito es definido usando factores cualitativos y cuantitativos, indicativos de un riesgo de default y alineados a una definición de riesgo de crédito de acuerdo a los criterios aplicados por las agencias de riesgo. Respecto a la exposición a perdidas para clientes cuya evaluación de crédito sea indeterminable, considerando la guía mencionada con anterioridad, la Compañía cubre este riesgo de crédito a través de la solicitud de garantías financieras las cuales son estipuladas de acuerdo a los respectivos contratos de venta de energía (Nota 23).

Al 31 de diciembre de 2024, Cochrane mantenía garantías por un total de US\$479 millones para las obligaciones de pago de los clientes bajo sus contratos de energía (PPAs por sus siglas en ingles) 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.

Al 31 de diciembre de 2024 se ha registrado MUS\$16, como reverso por deterioro en las cuentas comerciales de clientes.

Sobre la base del mercado de referencia y en la industria en la cual nuestros clientes están insertos, así como las expectativas de recuperación después de 90 días, para tales cuentas por cobrar, la Compañía aplica principalmente una definición predeterminada de 180 días de vencimiento para determinar las pérdidas crediticias esperadas, ya que éste se considera un indicador efectivo de un aumento significativo en el riesgo de crédito. En consecuencia, los activos financieros que tienen más de 90 días de vencimiento generalmente no se consideran en incumplimiento.

Con base en evaluaciones específicas de la Administración, el ajuste prospectivo puede aplicarse considerando información cualitativa y cuantitativa para reflejar posibles eventos futuros y escenarios macroeconómicos, que pueden afectar el riesgo de la cartera o el instrumento financiero.

3.7.- Pasivos financieros

La Compañía clasifica sus pasivos financieros en las siguientes categorías: valor razonable con cambios en resultados, derivados designados como instrumentos de coberturas efectivas (Nota 7) y costo amortizado. La administración determina la clasificación de sus pasivos financieros en el momento del reconocimiento inicial.

Los pasivos financieros son dados de baja contablemente cuando la obligación se cancela, liquida o vence. Cuando un pasivo financiero existente es reemplazado por otro del mismo proveedor bajo términos sustancialmente diferentes, o las condiciones de un pasivo existente sustancialmente modificados, tal intercambio o modificación es tratada como baja contable del pasivo original y el reconocimiento de un nuevo pasivo, y la diferencia entre los importes en libros respectivos se reconoce en el estado de resultados.

Los pasivos financieros se reconocen inicialmente al valor razonable y, en el caso de préstamos, incluye costos directamente atribuibles a la transacción. La medición posterior de pasivos financieros depende de su clasificación, conforme se describe a continuación.

Cuando la Sociedad tiene el derecho de compensar obligaciones con derechos financieros, no se presentarán neto según NIC 32 Instrumentos financieros: presentación párrafo 42, dado que la Compañía tiene la intención de pagar y cobrar en forma independiente dichas partidas. Las revelaciones de NIIF 7: instrumentos financieros: Información a revelar también aplicará a los instrumentos financieros reconocidos, cuyos contratos de derivados estén sujetos a un acuerdo de compensación exigible o acuerdo similar, independientemente de la presentación neto o bruto bajo NIC 32.

a. Pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados

Los pasivos financieros son clasificados a la categoría de pasivos financieros a valor razonable con cambios en resultados cuando éstos sean mantenidos para negociación o designados en su reconocimiento inicial a valor razonable con cambios en resultados. Las ganancias y pérdidas de pasivos mantenidos para negociar se reconocen en resultados. Esta categoría incluye los instrumentos derivados no designados para la contabilidad de cobertura.

b. Pasivos financieros a costo amortizado

Los otros pasivos financieros son valorados posteriormente en su costo amortizado utilizando el método de tasa de interés efectiva. El costo amortizado es calculado tomando en cuenta cualquier prima o descuento de la adquisición e incluye costos de transacciones que son parte integral de la tasa de interés efectiva. Esta categoría incluye Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar y los préstamos incluidos en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes.

3.8.- Instrumentos financieros derivados y actividades de cobertura

La Sociedad usa instrumentos financieros derivados tales como contratos swaps de tasa de interés, swaps de moneda y forwards de moneda para cubrir sus riesgos asociados con fluctuaciones en las tasas de interés, tipo de cambio y precios del carbón. Los derivados se reconocen inicialmente al valor razonable en la fecha en que se ha efectuado el contrato de derivados y posteriormente se vuelven a valorar a su valor razonable. El método para reconocer la pérdida o ganancia resultante del cambio en el valor razonable depende de si el derivado se ha designado como un instrumento de cobertura y, si es así, de la naturaleza de la partida que está cubriendo. La Sociedad designa determinados derivados como:

- a. coberturas del valor razonable y
- b. coberturas de flujo de caja;

La Sociedad documenta al inicio de la transacción la relación existente entre los instrumentos de cobertura y las partidas cubiertas, así como sus objetivos para la gestión del riesgo y la estrategia para llevar a cabo diversas operaciones de cobertura. La sociedad también documenta su evaluación, tanto al inicio como sobre una base continua, de si los derivados que se utilizan en las transacciones de cobertura son altamente efectivos para compensar los cambios en el valor razonable o en los flujos de efectivo de las partidas cubiertas, es decir, cuando la relación de cobertura cumple los siguientes requerimientos de eficacia.

- Existe una relación económica entre la partida cubierta y el instrumento de cobertura;
- El efecto del riesgo crediticio no predomina sobre los cambios de valor que resultan de esa relación económica; y
- La razón de cobertura de la relación de cobertura es la misma que la procedente de la cantidad de la partida cubierta que la Sociedad realmente cubre y la cantidad del instrumento de cobertura que la Sociedad realmente utiliza para cubrir dicha cantidad de la partida cubierta.

Si una relación de cobertura deja de cumplir el requerimiento de eficacia de la cobertura relativo a la razón de cobertura, pero el objetivo de gestión de riesgos para esa relación de cobertura designada se mantiene invariable, la Sociedad ajustará la razón de cobertura de la relación de cobertura de forma que cumpla de nuevo con los criterios requeridos. (Referido como “reequilibrio” en la NIIF 9).

a. Coberturas del valor razonable

Los cambios en el valor razonable de derivados que se designan y califican como coberturas del valor razonable se registran en el estado de resultados, junto con cualquier cambio en el valor razonable del activo o pasivo cubierto que sea atribuible al riesgo cubierto.

La Sociedad no ha utilizado coberturas de valor razonable en los ejercicios presentados.

b. Coberturas de flujos de caja

La parte efectiva de cambios en el valor razonable de los derivados que se designan y califican como coberturas de flujos de efectivo se reconoce en otros resultados integrales y se acumula en las “Reservas de coberturas de flujos de caja en Otras reservas”. La porción efectiva de los cambios en el valor razonable del derivado que se reconoce en otro resultado integral se limita al cambio acumulado en el valor razonable de la partida cubierta, determinado sobre una base del valor presente, desde el inicio de la cobertura.

La pérdida o ganancia relativa a la parte no efectiva se reconoce inmediatamente en el estado de resultados dentro de “Costos financieros” o “Diferencias de cambio”, según su naturaleza.

La Compañía designa solo el cambio en el valor razonable del elemento (spot) del contrato a término como el instrumento de cobertura en las relaciones de cobertura de flujos de caja. El cambio en el valor razonable del elemento a término de los contratos a término en moneda extranjera (‘puntos forward’) se contabiliza por separado como un costo de la cobertura y se reconoce en una reserva de costos de cobertura dentro del patrimonio.

Cuando la transacción prevista cubierta posteriormente resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, como inventarios, el importe acumulado en la reserva de cobertura y el costo de la reserva de cobertura se incluye directamente en el costo inicial de la partida no financiera cuando se reconoce.

Para todas las transacciones previstas cubiertas, los importes acumulados en Otras reservas se llevan al estado de resultados en los períodos en que la partida cubierta afecta al resultado. En el caso de las coberturas de tasas de interés, esto significa que los importes reconocidos en el patrimonio se reclasifican a resultados en “Costos financieros” a medida que se devengan los intereses de las deudas asociadas. En el caso de las coberturas de tasa de interés y moneda (cross currency swap), los importes reconocidos en Otras reservas se reclasifican a resultados en

“Costos financieros” a medida que se devengan los intereses y a “Diferencias de cambio” producto de la valorización de las deudas a tipos de cambio de cierre.

Si la partida cubierta deja de cumplir con los criterios para la contabilidad de coberturas o el instrumento de cobertura se vende, expira, se termina o se ejerce, la contabilidad de coberturas se discontinúa prospectivamente. Cuando se discontinúa la contabilidad de cobertura para las coberturas de flujos de caja, el importe que se ha acumulado en “Otras reservas” permanece en el patrimonio hasta que, en el caso de la cobertura de una transacción que resulta en el reconocimiento de una partida no financiera, se incluye en el costo de la partida no financiera en el reconocimiento inicial o, en el caso de otras coberturas de flujos de caja, se reclasifica en resultados en el mismo período o períodos en los que los flujos de efectivo futuros esperados cubiertos afectan el resultado.

Cuando se espera que la transacción prevista no se vaya a producir, la ganancia o pérdida acumulada en el patrimonio neto se lleva inmediatamente al estado de resultados dentro de “Costo financiero” o “Diferencias de cambio”, según su naturaleza.

c. Derivados que no son registrados como contabilidad de cobertura

Determinados derivados no se registran bajo la modalidad de contabilidad de cobertura y se reconocen como instrumentos a valor razonable con cambios en resultados. Los cambios en el valor razonable de cualquier instrumento derivado registrado de esta manera se reconocen inmediatamente en el estado de resultados.

d. Derivados implícitos

La Sociedad evalúa la existencia de derivados implícitos en contratos de instrumentos financieros y no financieros para determinar si sus características y riesgos están estrechamente relacionados con el contrato principal, siempre que el conjunto no esté clasificado como un activo o un pasivo a valor razonable con cambios en resultados. En caso de no estar estrechamente relacionados, los derivados implícitos estarán separados del contrato principal y registrados a su valor razonable con las variaciones de este valor reconocidos inmediatamente en el estado de resultados.

3.9.- Inventarios

Los inventarios se valorizan al menor valor entre su costo o valor neto realizable, excepto en el caso de aquellos elementos que se utilizarán en el proceso de producción, si se espera que el valor de los mismos se recupere a través de la venta del producto final. El costo se determina por el método de costo de adquisición. El valor neto realizable es el precio de venta estimado en el curso normal del negocio, menos los costos variables de venta aplicables.

3.10.- Efectivo y equivalentes al efectivo

El efectivo y equivalentes al efectivo incluyen saldos en efectivo en caja, depósitos a plazo en entidades de crédito, otras inversiones a corto plazo de gran liquidez con un vencimiento original de tres meses o menos y los sobregiros bancarios. En el estado de situación financiera, los sobregiros bancarios se clasifican como recursos ajenos en “Otros pasivos financieros”.

El efectivo y equivalentes al efectivo sujeto a restricciones está incluido en el estado de posición financiera en “Efectivo y equivalentes al efectivo” excepto cuando la naturaleza de la restricción es tal que deja de ser líquido o fácilmente convertible a efectivo. En este caso el efectivo restringido con restricciones menores a 12 meses será reconocido en “Otros activos financieros corrientes” y sobre 12 meses será registrado en “Otros activos financieros no corrientes”. La clasificación de efectivo y equivalente de efectivo no difiere de lo considerado en el estado de flujos de efectivo.

NIC 7 establece que una entidad debe presentar la información sobre flujos de efectivo de las actividades operacionales usando el método directo o indirecto. Cochrane presenta su estado de flujo de efectivo usando el método directo.

3.11.- Capital pagado

El capital social está representado por acciones ordinarias de una sola clase, sin valor nominal y un voto por acción.

Los costos incrementales directamente atribuibles a la emisión de nuevas acciones u opciones se presentan en el patrimonio neto como una deducción, neta de impuestos, de los fondos obtenidos a través de una emisión de nuevas acciones.

3.12.- Impuestos

Impuestos a las ganancias

La Sociedad determina su impuesto a la renta corriente sobre la base de la renta líquida imponible determinada de acuerdo con las disposiciones legales vigentes en cada ejercicio. Las tasas de impuestos y leyes fiscales utilizadas en el cálculo del impuesto a las ganancias corresponden a aquellas publicadas a la fecha de presentación de los Estados Financieros en Chile, país en donde opera y genera los ingresos imponibles.

El resultado por impuesto a las ganancias del ejercicio se determina como la suma del impuesto corriente de la Compañía, y resulta de la aplicación del gravamen sobre la base imponible del ejercicio, la cual considera los ingresos imponibles y gastos deducibles tributariamente, más la variación de activos y pasivos por impuesto diferido y créditos tributarios.

Impuestos diferidos

Los impuestos diferidos originados por diferencias temporarias y otros eventos que crean diferencias entre la base contable y tributaria de activos y pasivos se registran de acuerdo con las normas establecidas en la NIC 12 "Impuesto a las ganancias".

Las diferencias entre los valores contables de activos y pasivos y sus bases tributarias generan los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos, que se calculan utilizando las tasas impositivas que se espera estén en vigor cuando los activos y pasivos se realicen. Un pasivo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias tributables relacionadas con inversiones en subsidiarias, asociadas, o con participaciones en negocios conjuntos, excepto cuando se cumplen ambas condiciones siguientes:

- i. la matriz, inversionista o participante de un negocio conjunto pueda controlar la oportunidad del reverso de la diferencia temporaria y
- ii. es probable que la diferencia temporaria no se revierta en el futuro previsible.

Un activo por impuesto diferido es reconocido por todas las diferencias temporarias deducibles que se originan de inversiones en subsidiarias, asociadas y participaciones en negocios conjuntos, sólo en la medida que sea probable que:

- i. las diferencias temporarias se reviertan en un futuro previsible; y
- ii. se disponga de renta líquida imponible contra la cual puedan utilizarse las diferencias temporarias

El impuesto corriente y las variaciones en los impuestos diferidos que no provengan de combinaciones de negocios, se registran en resultado o en patrimonio, en función de donde se hayan registrado las ganancias o pérdidas que lo hayan originado.

Los activos por impuestos diferidos y créditos tributarios se reconocen únicamente cuando se considera probable que existan ganancias tributarias futuras suficientes para recuperar las deducciones por diferencias temporarias y hacer efectiva la utilización de créditos tributarios.

Si la Sociedad presenta pérdidas tributarias se reconocen un activo por impuesto diferido cuando el uso de las mencionadas pérdidas es probable, para lo cual se considera la generación de ganancia tributarias futuras y la fecha de expiración de las pérdidas tributarias. En Chile las pérdidas tributarias no tienen plazo de expiración.

3.13.- Provisiones

Las provisiones para restauración medioambiental, restauración de sitios y retiro de activos, como así también los costos de litigios se reconocen cuando:

- i. la Sociedad tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados;
- ii. es probable que vaya a ser necesaria una salida de recursos para liquidar la obligación, y
- iii. el importe se ha estimado en forma fiable.

No se reconocen provisiones para pérdidas de explotación futuras.

Las provisiones se valoran por el valor actual de los desembolsos que se espera que sean necesarios para liquidar la obligación usando una tasa de descuento que refleje las evaluaciones del mercado actual, del valor temporal del dinero y los riesgos específicos de la obligación. El incremento en la provisión con motivo del paso del tiempo se reconoce como un gasto por intereses.

3.14.- Reconocimiento de ingresos

Los ingresos de la Compañía provienen principalmente de la producción y venta de energía y potencia. Los ingresos son reconocidos cuando el control de los bienes y servicios es transferido a los clientes y se reconocen netos de cualquier impuesto cobrado que deba ser pagado a las autoridades en Chile.

La Compañía analiza y toma en consideración todos los hechos y circunstancias relevantes para el reconocimiento de ingresos, aplicando el modelo de cinco pasos establecido por la NIIF 15: 1) Identificación del contrato con el cliente; 2) Identificación de las obligaciones de desempeño; 3) Determinación del precio de la transacción; 4) Asignación del precio de la transacción; y 5) Reconocimiento del ingreso.

A continuación, se detallan los criterios de reconocimiento de ingresos por tipo de bien o servicio prestado por la Compañía:

La Compañía presta el servicio de suministro de energía y potencia, entre otros, a clientes industriales y otros generadores en el mercado spot de Chile. En función de esta actividad, reconoce los ingresos netos de cualquier impuesto cobrado que deba ser pagado a las autoridades en el país a lo largo del tiempo en la medida en que se proporcionen la energía, la potencia y otros servicios al cliente final. Los clientes de la Compañía se describen a continuación:

1. Clientes no regulados: Los clientes de la Compañía se consideran clientes no regulados y se dedican principalmente a la extracción de recursos naturales en la parte norte del sistema eléctrico interconectado en Chile. Los ingresos asociados con estos clientes se reconocen en función de la

energía física y la capacidad entregada a la tarifa establecida en los Acuerdos de compra de energía correspondientes que se ejecutan con estos clientes.

2. Ventas en el mercado spot: Los ingresos asociados con las ventas al mercado spot se reconocen en función de la energía y la capacidad para otras empresas de generación en el Sistema Eléctrico chileno, al costo marginal por hora, según lo coordinado y enviado por los reguladores locales de este sistema.

Los ingresos provenientes de los contratos de generación corresponden a una obligación de desempeño única que transfiere al cliente una serie de bienes/servicios distintos que son sustancialmente iguales y que tiene el mismo patrón de transferencia. Dado que el cliente recibe y consume de manera simultánea los beneficios proporcionados por la Compañía, se considera una obligación de desempeño satisfecha a lo largo del tiempo. En estos casos, La Compañía aplica un método de producto para reconocer los ingresos en la cantidad a la que tiene derecho a facturar por la electricidad suministrada hasta la fecha.

Los ingresos se registran de acuerdo a las entregas físicas de energía y potencia, a los precios establecidos en los respectivos contratos, a los precios estipulados en el mercado eléctrico por la regulación vigente o al costo marginal de la energía y potencia a clientes libres o no regulados.

Estos ingresos incluyen una estimación del servicio suministrado y no facturado, hasta la fecha de cierre de los estados financieros (Nota 19).

En contratos en los que se identifican múltiples bienes y servicios comprometidos, los criterios de reconocimiento serán de aplicación a cada obligación de desempeño identificable de la transacción, en función del patrón de transferencia de control de cada bien o servicio que es distinto y del precio de venta independiente asignado a cada uno de ellos, o a dos o más transacciones conjuntamente, cuando estas están vinculadas a contratos con clientes que se negocian con un objetivo comercial único, los bienes y servicios comprometidos representan una obligación de desempeño única y sus precios de venta no son independiente.

La Compañía determina la existencia de componentes de financiación significativos en sus contratos, ajustando el valor de la contraprestación si corresponde, para reflejar los efectos del valor temporal del dinero. Sin embargo, la Compañía aplica la solución práctica provista por la NIIF 15, y no ajustará el valor de la contraprestación comprometida por los efectos de un componente de financiación significativo si la Compañía espera, al comienzo del contrato, que el período transcurrido entre el pago y la transferencia de bienes o servicio al cliente es de un año o menos.

La Compañía excluye de la cifra de ingresos de actividades ordinarias aquellas entradas brutas de beneficios económicos recibidas cuando actúa como agente o comisionista por cuenta de terceros, registrando únicamente como ingresos el pago o comisión a la que espera tener derecho.

Dado que la Compañía reconoce principalmente ingresos por el monto al que tiene derecho a facturar, ha decidido aplicar la solución práctica de divulgación prevista en la NIIF 15, mediante la cual no se requiere revelar el monto agregado del precio de la transacción asignado a las obligaciones de desempeño no satisfechas (o parcialmente no satisfechas) al final del período sobre el que se informa.

Además, la Compañía evalúa la existencia de costos incrementales de la obtención de un contrato y costos directamente relacionados con el cumplimiento de un contrato. Estos costos se reconocen como un activo si se espera su recuperación y se amortizan de manera congruente con la transferencia de los bienes o servicios relacionados. Como solución práctica, los costos incrementales de la obtención de un contrato pueden reconocerse como gasto si el período de amortización del activo que se hubiese reconocido es de un año o menos. Los costos que no califiquen para una activación, se reconocen como gasto en el momento en que se incurran, a menos que sean explícitamente imputables al cliente. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Compañía no ha incurrido en costos para obtener o cumplir con un contrato, que reúnan las condiciones para su activación.

Los ingresos (gastos) por intereses se contabilizan considerando la tasa de interés efectiva aplicable al principal pendiente de amortizar durante el período de devengo correspondiente.

3.15.- Dividendos

La distribución de dividendos a los accionistas de la Sociedad se reconoce como un pasivo y su correspondiente disminución en el patrimonio neto en las cuentas anuales de la Sociedad en el período en que los dividendos son aprobados por la Junta de Accionistas.

3.16.- Gastos de medio ambiente

Los desembolsos asociados a la protección del medio ambiente se imputan a resultados cuando se incurren. Las inversiones en obras de infraestructura destinadas a cumplir requerimientos medioambientales son activadas siguiendo los criterios contables generales para Propiedades, plantas y equipos, de acuerdo a lo establecido en las NIIF.

3.17.- Valor razonable

La definición de valor razonable es el precio que se recibiría por vender un activo o que se pagaría por transferir un pasivo en una transacción ordenada entre participantes del mercado en la fecha de la medición (es decir, un precio de salida). La definición de valor razonable enfatiza que el valor razonable es una medición basada en el mercado, no una medición específica de una entidad. Al medir el valor razonable, la administración utiliza los supuestos que los participantes del mercado utilizarían al fijar el precio del activo o pasivo en condiciones de mercado presentes, incluyendo supuestos sobre el riesgo y otros elementos. En consecuencia, la intención de la Compañía de mantener un activo o liquidar o satisfacer de otra forma un pasivo no es relevante al medir el valor razonable.

La medición del valor razonable requiere que una entidad determine lo siguiente:

1. El activo o pasivo concreto objeto de la medición;
2. Para un activo no financiero, el máximo y mejor uso del activo y si el activo se utiliza en combinación con otros activos o de forma independiente;
3. El mercado principal o más ventajoso en el que una transacción ordenada tendría lugar para el activo o pasivo; y
4. Las técnicas de valoración apropiadas a utilizar al medir el valor razonable. Las técnicas de valoración utilizadas deberían maximizar el uso de datos de entrada observables relevantes y minimizar los datos de entrada no observables. Los datos de entrada deben ser congruentes con los datos de entrada que un participante de mercado utilizaría al fijar el precio del activo o pasivo.

Una medición a valor razonable supone que un pasivo financiero o no financiero o un instrumento de patrimonio propio de la Compañía (por ejemplo, participaciones en el patrimonio emitidas como contraprestación en una combinación de negocios) se transfieren a un participante de mercado en la fecha de la medición. La transferencia de un pasivo o un instrumento de patrimonio propio de la Compañía supone que:

1. Un pasivo permanecería en circulación y se requeriría al participante de mercado receptor de la transferencia satisfacer la obligación. El pasivo no se liquidaría con la contraparte o extinguiría de otra forma en la fecha de la medición.
2. Un instrumento de patrimonio propio de una entidad permanecería en circulación y el participante de mercado receptor de la transferencia cargaría con los derechos y responsabilidades asociados con el instrumento. El instrumento no se cancelaría o extinguiría de otra forma en la fecha de la medición.

La jerarquía del valor razonable clasifica en tres niveles los datos de entrada de técnicas de valoración utilizadas para medir el valor razonable. La jerarquía del valor razonable concede la prioridad más alta a los precios

cotizados (sin ajustar) en mercados activos para activos y pasivos idénticos (datos de entrada de Nivel 1) y la prioridad más baja a los datos de entrada no observables (datos de entrada de Nivel 3). Si el valor razonable utiliza algunos datos no observables, se clasifican en Nivel 2 mientras la cantidad de datos de entrada no observables no sea significativa. Las transferencias entre niveles de jerarquía se reconocen en la fecha del suceso o cambio en las circunstancias que causaron la transferencia.

3.18.- Préstamos entre empresas relacionadas

Los préstamos entre empresas relacionadas consideran transacciones en las que Cochrane incurre en un pasivo con otra entidad del grupo como resultado de recibir financiamiento temporal. La ausencia de un cargo por interés en las transacciones no impide que estas sean consideradas un préstamo. Los saldos derivados de estas transacciones se presentan y clasifican en el balance de cada entidad como Préstamos por Cobrar y/o Préstamos por Pagar entre empresas relacionadas de acuerdo con NIC 39 y NIIF 9.

Los préstamos entre empresas relacionadas son analizados periódicamente para identificar cambios en las circunstancias que puedan resultar en un cambio en las expectativas e intenciones de la administración respecto al pago de estos. Aun cuando no es frecuente que ocurran cambios en las expectativas de la administración, estos pueden incluir la modificación en las características del préstamo desde uno que esperaba ser pagado en el futuro a una inversión permanente, o inversamente, cambiar un préstamo que fue inicialmente considerado como una inversión permanente a uno que espera ser pagado. Los cambios en las características de estas transacciones, incluyendo los cambios en el tratamiento contable de estas, son apropiadamente analizados y aprobados por la administración de la Compañía.

Las transferencias de fondos entre empresas relacionadas cuya liquidación no es esperable o no está planificada en el futuro previsible son tratadas como contribuciones de capital en lugar de un préstamo.

NOTA 4 - GESTIÓN DEL RIESGO FINANCIERO

4.1.- Política de Gestión de Riesgos

La estrategia de gestión de riesgos está orientada a resguardar la estabilidad y sustentabilidad de la Sociedad en relación a todos aquellos componentes de incertidumbre financiera relevantes, tanto en circunstancias normales como excepcionales. La gestión de riesgo de la Compañía está alineada con las directrices generales definidas por su accionista controlador AES Andes S.A.

Eventos de “riesgo financiero” se refieren a situaciones en las cuales se está expuesto a condiciones de incertidumbre financiera, clasificando los mismos según las fuentes de incertidumbre y los mecanismos de transmisión asociados. Es por ello que la Administración ha evaluado como estratégico, gestionar con responsabilidad y efectividad, todos aquellos componentes de incertidumbre financiera identificados y evaluados relevantes a las operaciones, tanto bajo condiciones normales como también excepcionales.

Entre los aspectos de relevancia se encuentran:

1. Proveer de transparencia, estableciendo tolerancias de riesgo y determinando guías que permitan desarrollar estrategias que mitiguen una exposición significativa al riesgo relevante.
2. Proveer una disciplina y proceso formal para evaluar los riesgos y ejecutar aspectos comerciales de nuestros negocios.

La estructura de gestión del riesgo financiero comprende la identificación, determinación, análisis, cuantificación, medición y control de estos eventos. Es responsabilidad de la Administración, y en particular de la Gerencia de Finanzas y Comercial, la evaluación y gestión constante del riesgo financiero.

4.2.- Riesgo de mercado y financiero

El riesgo de mercado es el riesgo de que 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.

4.2.1. 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, la Compañía está autorizada a declarar y pagar su impuesto a la renta 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.

Al 31 de diciembre de 2024, 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 ejercicio habría generado un impacto negativo realizado de aproximadamente MUS\$949 en los resultados de Cochrane.

En el ejercicio terminado el 31 de diciembre de 2024, el 100% de los ingresos ordinarios y el 94% de los costos de venta de la Compañía estaban denominados en dólares estadounidenses, mientras que en el ejercicio terminado el 2023 el 100% de los ingresos ordinarios y el 91% de los costos de venta estaban denominados en dólares estadounidenses.

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la totalidad de la deuda de Cochrane está denominada en dólares estadounidenses.

4.2.2. Riesgo de la tasa de interés

El riesgo de la tasa de interés es el riesgo de 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 31 de diciembre de 2024, Cochrane mantiene su deuda a tasa fija y por lo tanto no tiene exposición a este riesgo.

4.2.3.- Riesgo del precio de commodities

El combustible que utiliza la Compañía para la generación de energía es principalmente carbón, que es un combustible con precios internacionales fijados por factores de mercado fuera del control de la Compañía. Dado que ambas unidades de la Compañía son instalaciones de generación a carbón, los costos del carbón representan una parte importante de los costos operativos. Además, el precio del combustible es un factor esencial en el despacho de la planta y los precios spot en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

Actualmente, todos los contratos de compra de energía (PPA, por sus siglas en inglés) de la Sociedad 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% desde 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 ejercicio terminado al 31 de diciembre de 2024, no generaría un impacto significativo en los resultados.

4.2.4. 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 y 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 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.

Estas compañías mineras e industriales importantes que están consideradas entre las entidades más solventes 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 Cochran, 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 Cochran mantiene garantías por un total de US\$479 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.

En relación a la definición de incumplimientos ver detalle en nota 3.6 sección de Deterioro.

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 Cochran 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.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

4.2.5.- 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 S.A., 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 31 de diciembre de 2024, Cochrane cuenta con un saldo de efectivo y efectivo equivalente de MUS\$56.720.

Adicionalmente, al 31 de diciembre de 2024, Cochrane cuenta con líneas de crédito no comprometidas y no utilizadas por aproximadamente MUS\$41.058.

El capital total de la deuda financiera al 31 de diciembre de 2024 es de MUS\$650.335 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 cuyo saldo pendiente de pago es de MUS\$165.335, denominado en USD con vencimiento en el año 2027.

La siguiente tabla muestra detalle de la amortización de la deuda al 31 de diciembre de 2024:

Tasa de Vencimiento al 31 de diciembre de 2024 (en millones de dólares)									
	Vencimiento	Tasa de interés promedio	Total	2025	2026	2027	2028	2029	2030 +
Bono 144 A	2027	5,50 %	165,34	65,58	67,38	32,38	—	—	—
Bono Serie A	2034	6,25 %	485,00	—	—	11,95	67,42	72,09	333,54
Total			650,34	65,58	67,38	44,33	67,42	72,09	333,54

4.3.- Medición del riesgo

La Compañía respalda métodos para medir la efectividad y eficacia de las estrategias de riesgo, tanto en forma prospectiva como retrospectiva.

Para dichos análisis, se emplean distintas metodologías de mercado para la cuantificación de riesgo, tales como métodos de análisis de regresión, tolerancia de riesgo y máximas exposiciones, de forma de ajustar las estrategias de riesgo y mitigación y evaluar sus impactos.

Mayor información asociadas con riesgos se expone en Análisis Razonado.

4.4.- Cambios Regulatorios

Cochrane se encuentra sujeta a la regulación vigente en Chile, lo que puede abarcar 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.

Marco 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.

Regulación eléctrica

Como empresa de generación eléctrica, Cochran está sujeta a regulación relativa a diversos aspectos del negocio. El marco regulatorio actual que rige a las empresas de suministro de electricidad ha estado vigente en Chile desde 1982.

Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón

Con fecha 9 de enero de 2020, fue presentado por moción parlamentaria el Proyecto de Ley que Prohíbe la instalación y funcionamiento de centrales termoeléctricas a carbón en Chile, mandatando al cierre de todo el parque carbonero a más tardar el 31 de diciembre del año 2025.

Con fecha 22 de junio del 2021, tanto el artículo permanente como el artículo transitorio, que es el que determina el plazo para el cierre de las centrales, han sido aprobados en su primer trámite legislativo en votación en Sala de la Cámara de Diputados.

Con fecha 13 de octubre del 2021, la Sala del Senado dio cuenta del ingreso de la moción de un grupo de Senadores, con la que inicia un proyecto de ley que promueve la generación de energía renovable (Boletín N°14.652-08), para discusión en la Comisión de Minería y Energía del Senado. El proyecto de ley prohibía inyectar energía al Sistema Eléctrico Nacional, a partir del primero de enero de 2030, energía eléctrica cuya fuente primaria sea la combustión de sustancias fósiles. El 15 de marzo de 2022, el proyecto fue aprobado en general por el Senado. Queda pendiente la aprobación particular en la Comisión de Minería y Energía del Senado y luego la aprobación particular en la Cámara del Senado para culminar la primera etapa del proceso legislativo.

A la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, no se ha puesto en la tabla de las Comisiones para su discusión.

Adicionalmente es importante señalar que en el caso del proyecto de ley boletín N°14.652-08, de acuerdo con el reglamento del Senado, su archivo es automático por haber transcurrido dos años sin un pronunciamiento en su tramitación. En el caso del proyecto de ley, boletín N°13.196-12 en segundo trámite constitucional, la Comisión de Minería y Energía está en plazo para ordenar el archivo del proyecto de ley por haber transcurrido más de dos años sin un pronunciamiento.

Ley de Transición Energética

Con fecha 27 de diciembre 2024 fue publicada la Ley N° 21.721. Entre las principales medidas de la ley destacan las siguientes:

- Se establece la posibilidad que Pequeños Medios de Generación Distribuida y Sistemas de Almacenamiento de Energía conectados en distribución promuevan obras de ampliación del sistema zonal bajo su propio costo;
- Se establece la posibilidad que empresas utility scale realicen propuestas a propio costo en el Sistema de Transmisión Nacional y Zonal.
- Vuelven las licitaciones de las obras de ampliación a su propietario.
- Se permite la revisión del valor de inversión (VI) adjudicado, cuando se produzca un término anticipado de un contrato de ejecución de una obra de ampliación, de manera de contar a un precio más acorde con la complejidad del proyecto.

Plan Descarbonización Ministerio Energía- Versión Preliminar

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

Como conclusión preliminar, se establece una hoja de ruta con acciones y medidas necesarias para alcanzar un sistema eléctrico descarbonizado, resiliente y que opere de manera eficiente. Lo anterior se traduce en un total de 45 medidas con responsables identificados, y que requerirán de acciones, modificaciones legales y reglamentarias para su implementación. El documento fue puesto en consulta pública hasta el día 15 de enero de 2025, insumo con el cual el Ministerio de Energía elaborará un documento definitivo durante el año 2025.

Regulación ambiental

Cochrane están sujeta a normas ambientales en Chile, las que, entre otros, exigen realizar evaluaciones de impacto ambiental para obtener los permisos ambientales reglamentarios previo al cambio de procedimientos operacionales que tengan impactos ambientales no evaluados o nuevos proyectos. Cochran no puede garantizar que las autoridades gubernamentales otorguen las autorizaciones ambientales que se soliciten.

Nuevas regulaciones ambientales cada vez más exigentes están continuamente bajo desarrollo, las cuales pueden modificar las operaciones y/o requerir inversiones adicionales para cumplir con dicha regulación.

Revisión de la Norma de Emisión de Ruido para fuentes Fijas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°1195/2019, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS38/2011 del MMA).

Dentro de los temas de mayor relevancia, se incluye la incorporación de condiciones específicas para los Parques Eólicos:

- exigencias para faenas constructivas
- se separa el ruido de fondo para corregir el límite normativo en zonas rurales, con cambios en las metodologías de medición

El Proyecto Definitivo fue aprobado por el Comité de Ministros con fecha 08 de abril de 2024 y pasó para la aprobación del Presidente de la Rep. y posterior toma de razón por parte de la Contraloría General de la República.

Revisión de la Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas

El Ministerio de Medio Ambiente (MMA), a través de la Resolución N°130/2020, inició la revisión de la norma de emisión para centrales termoeléctricas (DS13/2011 del MMA).

El anteproyecto plantea una reducción a los límites de emisión para MP, SO₂ y NO_x para las fuentes existentes a partir de los 5 años de publicada la norma (aproximadamente el año 2030).

Se encuentra en elaboración el Proyecto definitivo para su aprobación por parte del Comité de Ministros.

Proyectos de Ley en materias Medioambientales

A la fecha de emisión de los Estados Financieros Consolidados, se encuentran en tratamiento los siguientes proyectos de ley en el Parlamento:

- Proyecto de Ley que "Modifica diversos cuerpos legales, con el objeto de fortalecer la institucionalidad ambiental y mejorar su eficiencia" (Boletín 16552-12),
- Proyecto de Ley que "Fortalece y mejora la eficacia de la fiscalización y el cumplimiento de la regulación ambiental a cargo de la Superintendencia del Medio Ambiente" (Boletín 16553-12),
- Proyecto de Ley que "Establece una Ley Marco de Autorizaciones Sectoriales e introduce modificaciones en cuerpos legales que indica" (Boletín 16566-03).

Su matriz, AES Andes monitorea la evolución de estos proyectos para analizar posibles impactos en el negocio.

Regulación tributaria

Con fecha 24 de octubre de 2024, fue publicada en el Diario Oficial la Ley N° 21.713 que dicta normas para asegurar el cumplimiento de las obligaciones tributarias dentro del Pacto por el Crecimiento Económico, el Progreso Social y la Responsabilidad Fiscal. Por regla general, las disposiciones de esta normativa entraron en vigencia a partir del 1 de noviembre de 2024, sin perjuicio de las reglas especiales de vigencia que la ley contempla para determinadas modificaciones.

La norma incluye, junto con numerosas modificaciones vinculadas con mecanismos de fiscalización y facultades del Servicio de Impuestos Interno (SII), profundizando en normativa de precios de transferencia, facultad de tasación del SII, secreto bancario, normas contra la evasión y anti-elusión, gobernanza del SII, entre otras, una serie de beneficios de corta duración para los contribuyentes, entre los que se cuentan:

- La posibilidad de declarar capitales ubicados en el extranjero que no hubieran sido previamente informados al SII, pagando una tasa única del 12%, vigente hasta el 30 de noviembre de 2024;
- La posibilidad de poner término a procesos de cobro judicializados, condonando el 100% de los intereses y multas aplicables, en la medida en que se realice el pago de la totalidad del impuesto adeudado, vigente hasta el 30 de noviembre de 2024; y
- La posibilidad de acceder a la condonación del 100% de los intereses y multas respecto de impuestos adeudados en etapa de cobro por tesorería, con la posibilidad de acordar pago en hasta 48 cuotas, vigente hasta el 31 de octubre de 2024.
- En la actualidad se tramita un proyecto de Ley para extender los plazos indicados.

No se prevén impactos directos en la empresa por la entrada en vigencia de estas normas.

NOTA 5 - USO DE ESTIMACIONES, JUICIOS Y SUPUESTOS CONTABLES

La Administración necesariamente efectúa juicios y estimaciones que tienen un efecto significativo sobre las cifras presentadas en los estados financieros anuales. Cambios en estimaciones o supuestos podrían tener un impacto mayor en los estados financieros anuales. A continuación, se detallan las estimaciones y juicios críticos usados por la Administración:

1. La determinación de si un acuerdo contiene un arrendamiento.
2. Las vidas útiles y valores residuales de las propiedades, plantas y equipos e intangibles (Nota 13 y 14).
3. Los desembolsos futuros por obligaciones de desmantelamiento y retiro de activos, incluyendo tasa de descuento. (Nota 17).
4. La probabilidad de ocurrencia y el monto de los pasivos de monto incierto o contingentes. (Nota 17 y 22).

A pesar de que estas estimaciones se han realizado en función de la mejor información disponible en la fecha de emisión de los presentes estados financieros anuales, es posible que nueva información o nuevos acontecimientos que tengan lugar en el futuro obliguen a modificarlas (al alza o a la baja) en próximos períodos, lo que se haría de forma prospectiva, reconociendo los efectos del cambio de estimación en los correspondientes estados financieros futuros, de acuerdo con la NIC 8 "Políticas contables, cambios en estimaciones contables y errores".

NOTA 6 - EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO

El efectivo y equivalente al efectivo se define de acuerdo a lo descrito en la Nota 3.10. A continuación se muestra el detalle al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Efectivo en caja	—	1
Saldos en bancos	36.534	24.601
Depósitos a corto plazo	20.186	48.046
Total de Efectivo y Equivalente al Efectivo	56.720	72.648

La composición del rubro por tipos de monedas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
\$	442	991
US\$	56.278	71.657
Total de Efectivo y Equivalente al Efectivo	56.720	72.648

Los saldos de efectivo y equivalentes al efectivo no cuentan con restricciones en cuanto a su uso o disposición.

NOTA 7 - INSTRUMENTOS FINANCIEROS

7.1.- Instrumentos financieros por categoría

Los activos financieros se clasifican en las categorías que se describen en la Nota 3.6, conforme se detalla a continuación:

31 de diciembre 2024	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros a costo amortizado	Total
Efectivo y equivalentes al efectivo	56.720	—	56.720
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	—	67.219	67.219
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	—	22.528	22.528
Total	56.720	89.747	146.467

31 de diciembre 2023	Efectivo y equivalentes al efectivo	Activos financieros a costo amortizado	Total
Efectivo y equivalentes al efectivo	72.648	—	72.648
Deudores comerciales y cuentas por cobrar	—	69.870	69.870
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	—	30.363	30.363
Total	72.648	100.233	172.881

El valor libro de los activos financieros tales como Efectivo y equivalentes al efectivo y la porción corriente de las Cuentas por cobrar a entidades relacionadas se aproximan a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo de sus vencimientos.

La clasificación de pasivos financieros respecto a las categorías descritas en la Nota 3.7 se detalla a continuación:

31 de diciembre 2024	Pasivos financieros a costo amortizado	Total
Otros pasivos financieros corrientes	71.115	71.115
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15.852	15.852
Otros pasivos financieros no corrientes	569.191	569.191
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	3.666	3.666
Total	659.824	659.824

31 de diciembre 2023	Pasivos financieros a costo amortizado	Total
Otros pasivos financieros corrientes	66.152	66.152
Cuentas comerciales y otras cuentas por pagar	15.646	15.646
Otros pasivos financieros no corrientes	630.714	630.714
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	27.647	27.647
Total	740.159	740.159

El valor contable de la porción corriente de las cuentas por pagar a entidades relacionadas y acreedores comerciales se aproxima a sus valores razonables, debido a la naturaleza de corto plazo de sus vencimientos.

Los instrumentos financieros registrados en Otros pasivos financieros corrientes y no corrientes, que corresponden a Pasivos financieros a costo amortizado, presentan diferencias entre su valor libro y valor razonable debido principalmente a las fluctuaciones de tipo de cambio (dólar estadounidense y unidad de fomento), y tasas de interés de mercado. La metodología de cálculo corresponde al valor presente de los flujos futuros de la deuda descontados utilizando una curva de rendimiento. Para efectos del cálculo del valor presente, se utilizan supuestos tales como moneda de la deuda, calificación crediticia del instrumento, calificación crediticia de la Compañía. Los supuestos utilizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se clasifican en el Nivel 2 de la Jerarquía del Valor razonable de acuerdo a lo definido en Nota 7.2. El siguiente cuadro presenta el valor libro y valor razonable de los préstamos que devengan intereses:

	31 de diciembre 2024		31 de diciembre 2023	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Obligaciones con el público	640.306	637.585	696.866	688.830
Total	640.306	637.585	696.866	688.830

7.2.- Valoración de instrumentos derivados

Jerarquía del valor razonable de instrumentos derivados

Los instrumentos financieros reconocidos a valor razonable en el estado de posición financiera se clasifican según las siguientes jerarquías:

Nivel 1: Precio cotizado en un mercado activo para activos y pasivos idénticos.

Nivel 2: Supuestos diferentes a los precios cotizados que se incluyen en el nivel 1 y que son observables para activos y pasivos, ya sea directamente (es decir, como precio) o indirectamente (es decir, derivado de un precio); y

Nivel 3: Supuestos para activos o pasivos que no están basados en información observable de mercado.

7.3.- Riesgo de crédito de los activos

La Sociedad está expuesta al riesgo crediticio en sus actividades comerciales como también por sus actividades financieras.

7.4.- Calidad crediticia de las contrapartes

La Compañía evalúa la calidad crediticia de sus contrapartes (clientes) que incluyen principalmente compañías mineras. Para el caso de Cochran la mayor parte de ellas cuenta con clasificación de riesgo local y/o internacional de grado de inversión. La clasificación de riesgo es determinada por agencias de calificación especializadas, que determinan la solvencia de una compañía en base a una calificación que va desde "AAA" (mayor calificación) hasta "E" (menor calificación), obteniendo a partir de la calificación BBB (ver también Nota 4.2.4.).

Respecto de los activos financieros mantenidos en instituciones financieras, la Compañía realiza inversiones 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 "A2" en escala Moody's.

7.5.- Instrumentos Derivados

Los derivados financieros, que requiera la Sociedad corresponden fundamentalmente a operaciones contratadas con la intención de cubrir la volatilidad de tasas de interés y tipo de cambio producto de financiamientos para el desarrollo de proyectos eléctricos.

a) Coberturas de flujos de caja

Como resultado del refinanciamiento efectuado en noviembre de 2019 Cochrane prepagó su deuda existente de US\$833 millones, junto con la terminación de los swaps de interés asociados que fueron designados y contabilizados como instrumentos de cobertura de flujos de efectivo dentro de Otras reservas en patrimonio.

Dado que los flujos de efectivo futuros cubiertos inicialmente por los swaps todavía ocurren (pagos de intereses de las deudas refinanciadas), saldo acumulado en la reserva de cobertura de flujos de efectivo a la fecha del refinanciamiento se amortiza a resultado del periodo en función de pagos de intereses y de depreciación de propiedades, planta y equipos (por la parte de intereses de los swaps “capitalizados” anteriormente en la reserva de cobertura de flujos de efectivo durante la construcción de la planta).

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Sociedad no tiene ningún tipo de instrumentos de cobertura.

Los movimientos reconocidos en Otros resultados integrales acumulados, correspondientes a las amortizaciones en el dedesignado y realizado de las anteriores coberturas al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se detallan a continuación:

Movimientos en otros resultados integrales	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Amortización dedesignado	2.900	2.900
Amortización realizado	3.067	3.060
Total	5.967	5.960

b) Derivados implícitos (con cambios en resultados)

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no existen saldos asociados a este tipo de instrumentos.

NOTA 8 - OTROS ACTIVOS NO FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, el detalle de otros activos no financieros es el siguiente:

	Corriente	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Seguros pagados por anticipado	3.765	3.204
Total	3.765	3.204

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la Sociedad no presenta activos no financieros no corrientes.

NOTA 9 - DEUDORES COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR COBRAR

Los saldos en deudores comerciales y otras cuentas por cobrar corresponden a operaciones del giro de la Sociedad, principalmente, operaciones de ventas de energía y potencia. En cuanto a su agrupación, nivel de crédito y deterioro crediticios (Notas 3.6, 7.3 y 7.4).

a. Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los saldos son los que se detallan a continuación:

	Corriente	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Deudores comerciales, bruto	67.310	69.977
Provisión de incobrables	(91)	(107)
Deudores comerciales, neto	67.219	69.870
Otras cuentas por cobrar, bruto	22	91
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar, Neto	67.241	69.961

El valor razonable de deudores comerciales y otras cuentas por cobrar no difieren significativamente de sus valores en libros.

b. Los créditos comerciales vencidos, pero que no se han desvalorizado, se detallan a continuación:

31 de diciembre 2024	Clientes no regulados		Totales	
	N° Clientes	Monto Cartera Bruta	Provisión Incobrables	Monto Cartera Neta
Al día	84	60.106	—	60.106
1-30 días	55	7.099	—	7.099
31-60 días	4	12	—	12
61-90 días	1	2	—	2
> 250 días	5	91	(91)	—
Total Deudores Comerciales	149	67.310	(91)	67.219

31 de diciembre 2023	Clientes no regulados		Totales	
	N° Clientes	Monto Cartera Bruta	Provisión Incobrables	Monto Cartera Neta
Al día	65	69.680	—	69.680
1-30 días	8	152	—	152
31-60 días	7	38	—	38
> 250 días	4	107	(107)	—
Total Deudores Comerciales	84	69.977	(107)	69.870

c. Los montos correspondientes a los deudores comerciales y otras cuentas por cobrar deteriorados y a las pérdidas o reversión de pérdidas por deterioro de valor determinado de acuerdo con NIIF 9, son los siguientes:

	MUS\$
Saldo al 01 de enero de 2023	10
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	97
Saldo al 31 de diciembre 2023	107
Aumentos (disminuciones) del ejercicio	(16)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	91

NOTA 10 - SALDOS Y TRANSACCIONES CON ENTIDADES RELACIONADAS

Las transacciones de la Sociedad corresponden a operaciones habituales en cuanto a su objeto y condiciones.

10.1 Saldos y transacciones con entidades relacionadas

a. Los saldos de cuentas por cobrar relacionadas y entidades del holding son los siguientes:

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Plazo de la transacción	Moneda	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Venta de energía y potencia	Matriz	Menor a 90 días	USD	2.502	6.760
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Otros	Matriz	Menor a 90 días	USD	18	16
76.170.761-2	Alto Maipo SpA	Chile	Venta de energía y potencia	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	295	23
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Servicios Varios	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	5.683	8.360
Extranjera	AES Energy Storage, LLC	EEUU	Otros	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	—	16
	Otros menores						12	1
Total							8.510	15.176

Cuentas por cobrar a entidades relacionadas							No Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Plazo de la transacción	Moneda	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Otros	Matriz Común	Mayor a 1 año	USD	14.018	15.187
Total							14.018	15.187

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no existían provisiones por deudas de dudoso cobro ni cobros de intereses por morosidad.

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

b. Los saldos de cuentas por pagar a entidades relacionadas son los siguientes:

Cuentas por pagar a entidades relacionadas							Corriente	
R.U.T	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	Plazo de la transacción	Moneda	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Compra de energía y potencia	Matriz	Menor a 90 días	USD	422	513
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Servicios Varios	Matriz	Menor a 90 días	USD	138	1.012
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Management Fee	Matriz	Menor a 90 días	USD	2.241	14.316
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Otros	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	—	104
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Compra de energía y potencia	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	4	—
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Otros	Matriz Común	Menor a 90 días	USD	860	11.700
	Otros menores						1	2
Total							3.666	27.647

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no existen saldos de cuentas por pagar con entidades relacionadas clasificadas en el no corriente.

Las transacciones con empresas relacionadas en general corresponden a transacciones propias del giro de la Sociedad, realizadas de acuerdo con las normas legales en condiciones de equidad en cuanto a plazo se refiere, a precios de mercado y tasas de intereses en caso de morosidad de pagos.

No existen garantías, otorgadas o recibidas por las transacciones con partes relacionadas.

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

c. Los efectos de las transacciones con entidades relacionadas, por los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

Transacciones entre empresas relacionadas							2023	Efecto en resultados (Cargo)/Abono
R.U.T.	Sociedad	País	Descripción de la transacción	Naturaleza de la relación	2024	Efecto en resultados (Cargo)/Abono	2023	Efecto en resultados (Cargo)/Abono
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Compra de Energía y Potencia	Matriz	422	(422)	37	(37)
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Venta de energía y potencia	Matriz	7.077	7.077	7.115	7.115
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Compra Peaje	Matriz	1.259	(1.259)	1.213	(1.213)
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Management Fee	Matriz	12.096	(12.096)	12.255	(12.255)
94.272.000-9	AES Andes S.A.	Chile	Otros Servicios	Matriz	5.511	(5.511)	3.432	(3.432)
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Otros servicios	Matriz Común	747	747	—	—
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	—	—	241	241
76.004.976-K	Empresa Eléctrica Angamos SpA	Chile	Otros servicios	Matriz Común	10.407	(10.407)	22.546	(22.546)
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Venta de energía y potencia	Matriz Común	8	8	—	—
96.814.370-0	Empresa Eléctrica Ventanas S.A.	Chile	Otros servicios	Matriz Común	102	(102)	—	—
76.175.608-7	Bolero SpA	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	33	33	—	—
76.170.761-2	Alto Maipo SpA	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	3.779	3.779	5.157	5.157
76.170.761-2	Alto Maipo SpA	Chile	Compra de Energía y Potencia	Matriz Común	11	(11)	3	(3)
76.729.711-4	Compañía Transmisora la Cebada S.A.	Chile	Compra Peaje	Matriz Común	25	(25)	40	(40)
76.729.711-4	Compañía Transmisora la Cebada S.A.	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	10	10	—	—
78.178.599-0	Parque Eólico los Cururos SpA	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	58	58	39	39
76.271.321-7	Andes Solar II SpA	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	18	18	2	2
76.271.321-7	Andes Solar II SpA	Chile	Compra de Energía y Potencia	Matriz Común	26	(26)	13	(13)
76.868.991-1	Energía Eólica Mesamávida Spa	Chile	Venta de Energía y Potencia	Matriz Común	27	27	3	3

10.2.- Personas Claves

Personas Claves son aquellas que disponen de la autoridad y responsabilidad para planificar, dirigir y controlar las actividades de la entidad, ya sea directa o indirectamente.

Cochrane es administrada por los miembros de la Alta Administración y por un Directorio compuesto por cinco directores titulares y sus respectivos suplentes, los que son elegidos por la Junta General Ordinaria de Accionistas.

a. Saldos y transacciones con Personas claves

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no existen saldos pendientes por cobrar y pagar entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración.

En los ejercicios cubiertos por estos estados financieros no se efectuaron transacciones entre la Sociedad y sus Directores y miembros de la alta Administración distintos a pagos de remuneraciones o entre la Sociedad y sus Partes relacionadas distintos a las reveladas en Nota 10.1c).

No existen garantías constituidas a favor de los Directores ni garantías constituidas por la Sociedad a favor de la Alta Administración.

No existen planes de retribución a la cotización de la acción.

b. Remuneración del Directorio

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros anuales, los directores de la Compañía, no percibieron ninguna clase de remuneraciones, en su rol de Director, ni gastos de representación, viáticos, regalías, ni ningún otro estipendio al respecto.

NOTA 11 – INVENTARIOS

Los saldos de inventarios al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detallan a continuación:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Carbón	14.722	31.556
Petróleo	546	516
Materiales ⁽¹⁾	6.322	5.370
Materiales en tránsito	54	39
Otros inventarios	1.151	1.897
Total	22.795	39.378

⁽¹⁾ Los materiales corresponden principalmente a repuestos y suministros en stock, para ser usados en futuras mantenciones y cuya antigüedad es menor de un año.

El detalle de los costos de inventarios reconocidos en gastos para los ejercicios terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se muestra en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Carbón	150.078	215.859
Petróleo	2.407	2.782
Otros inventarios	9.159	8.211
Total	161.644	226.852

Durante los ejercicios cubiertos por estos estados financieros anuales, no existen ajustes que hayan afectado el valor libro de las existencias de manera significativa.

NOTA 12 - IMPUESTOS

Pasivos por Impuestos corrientes, neto

Los saldos de los pasivos por impuestos corrientes al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son los siguientes:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Provisión impuesto renta	28.017	21.924
Pagos Provisionales Mensuales	(16.528)	(5.503)
Total Pasivos por Impuestos corrientes	11.489	16.421

Impuestos diferidos

Los saldos de activos y pasivos por impuestos diferidos al 31 de diciembre de 2024 y 2023 son detallados en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre 2024		31 de diciembre 2023	
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo
Provisiones	6.722	—	29	865
Depreciaciones	—	73.382	—	67.117
Obligaciones por beneficios post-empleo	—	—	17	26
Gastos por financiamiento	6.608	10.217	5.673	10.217
Otros ⁽¹⁾	102	1.015	9.262	2.901
Total Impuestos diferidos	13.432	84.614	14.981	81.126
Neteo de impuestos	(13.432)	(13.432)	(14.981)	(14.981)
Total Impuestos diferidos Neto	—	71.182	—	66.145

⁽¹⁾ Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la cuenta "Otros" incluye principalmente la diferencia relacionada a la obligación por retiro de activos fijos.

Los movimientos de activo y pasivo por impuestos diferidos por los períodos terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 fueron los siguientes:

	Saldo Neto al 01 de enero de 2024	Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	Incremento (decremento) en resultados integrales	Saldo Neto al 31 de diciembre de 2024
Depreciaciones	(67.117)	(6.265)	—	(73.382)
Provisiones	(837)	7.559	—	6.722
Obligaciones por beneficios post-empleo	(9)	9	—	—
Reclasificaciones por instrumentos financieros	—	1.200	(1.200)	—
Gastos por financiamiento	(4.544)	935	—	(3.609)
Otros	6.362	(7.276)	—	(913)
Total	(66.145)	(3.838)	(1.200)	(71.182)

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochran - Diciembre 2024

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

	Saldo Neto al 01 de enero de 2023	Incremento (decremento) en ganancias (pérdidas)	Incremento (decremento) en resultados integrales	Saldo Neto al 31 de diciembre de 2023
Depreciaciones	(60.662)	(6.455)	—	(67.117)
Provisiones	(3.113)	2.276	—	(837)
Obligaciones por beneficios post-empleo	(10)	1	—	(9)
Reclasificaciones por instrumentos financieros	—	1.609	(1.609)	—
Gastos por financiamiento	(2.628)	(1.916)	—	(4.544)
Otros	5.675	687	—	6.362
Total	(60.738)	(3.798)	(1.609)	(66.145)

Impuesto a las ganancias

El detalle del cargo a resultados por impuesto a las ganancias por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente cuadro:

Gasto (Ingreso) por Impuesto a las Ganancias por Partes Corriente y Diferida	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Gasto por impuestos corrientes	28.017	21.924
Gasto por impuestos corrientes, Neto, Total	28.017	21.924
Gasto diferido (Ingreso) por impuestos relativos a la creación y reversión de diferencias temporarias	3.838	3.798
Gasto por Impuestos Diferidos, Neto, Total	3.838	3.798
Gasto (Ingreso) por impuesto a las ganancias	31.855	25.722

La conciliación entre el impuesto a la renta que resultaría de aplicar la tasa efectiva por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Resultado financiero antes de impuesto	115.862	95.296
Tasa impositiva vigente	27 %	27 %
Gasto por impuestos utilizando la tasa legal	31.283	25.730
Gastos no deducibles impositivamente	31	—
Efecto impositivo de impuesto provisto en exceso en periodos anteriores	—	(8)
Otro incremento (decremento) en cargo por impuestos legales	541	—
Gasto por impuestos utilizando la tasa efectiva	31.855	25.722

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

Los saldos correspondientes a impuestos reconocidos en Otros resultados integrales, se presenta en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Tributación Diferida Agregada Relativa a Partidas Cargadas a Patrimonio Neto	1.200	1.609
Total Impuestos reconocidos en Otros resultados integrales	1.200	1.609

Los impuestos diferidos abonados (cargados) a patrimonio, están relacionados con los Otros resultados integrales por derivados de cobertura de flujos de caja.

NOTA 13 - ACTIVOS INTANGIBLES

Detalle de activos intangibles

El detalle y movimiento de las principales clases de activos intangibles se muestran a continuación, los cuales fueron valorizados de acuerdo a lo indicado en Nota 3.4.

	31 de diciembre 2024		
	Valor Bruto	Amortización Acumulada	Valor Neto
Activos Intangibles de Vida Finita	2.312	(1.148)	1.164
Activos Intangibles	2.312	(1.148)	1.164
Servidumbres	1.331	(550)	781
Programas informáticos	981	(598)	383
Activos Intangibles Identificables	2.312	(1.148)	1.164

	31 de diciembre 2023		
	Valor Bruto	Amortización Acumulada	Valor Neto
Activos Intangibles de Vida Finita	2.312	(921)	1.391
Activos Intangibles	2.312	(921)	1.391
Servidumbres	1.331	(490)	841
Programas informáticos	981	(431)	550
Activos Intangibles Identificables	2.312	(921)	1.391

A continuación, se detallan los saldos y la evolución de Activos Intangibles al 31 de diciembre de 2024 y 2023 respectivamente:

	Servidumbres	Programas informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo al 01 enero de 2024	841	550	1.391
Amortización	(60)	(167)	(227)
Saldo al 31 de diciembre de 2024	781	383	1.164

	Servidumbres	Programas informáticos	Activos Intangibles, Neto
Saldo al 01 enero de 2023	901	748	1.649
Amortización	(60)	(198)	(258)
Saldo al 31 de diciembre de 2023	841	550	1.391

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

A continuación, se indican las vidas útiles o tasas de amortización utilizadas, correspondientes a los activos más relevantes de la Sociedad.

Vidas Útiles Estimadas o Tasas de Amortización Utilizadas	Vida útil máxima (años)	Vida útil mínima (años)
Servidumbres	25	25
Programas informáticos	6	3

NOTA 14 - PROPIEDADES, PLANTAS Y EQUIPOS

14.1.- Propiedades, plantas y equipos

El detalle de los saldos de las distintas categorías de propiedades, plantas y equipos al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se muestran en la tabla siguiente:

Clases de Propiedades, Plantas y Equipos	31 de diciembre de 2024		
	Valor Bruto	Depreciación Acumulada	Valor Neto
Construcciones en curso	1.794	—	1.794
Terrenos	3.870	—	3.870
Edificios	2.532	(671)	1.861
Planta y equipos	1.126.148	(415.925)	710.223
Equipamiento de tecnología de la información	558	(408)	150
Instalaciones fijas y accesorios	30	(10)	20
Vehículos de motor	136	(125)	11
Total	1.135.068	(417.139)	717.929
Clases de Propiedades, Plantas y Equipos	31 de diciembre 2023		
	Valor Bruto	Depreciación Acumulada	Valor Neto
Construcciones en curso	2.488	—	2.488
Edificios	2.490	(531)	1.959
Planta y equipos	1.109.274	(352.253)	757.021
Equipamiento de tecnología de la información	558	(325)	233
Instalaciones fijas y accesorios	25	(5)	20
Vehículos de motor	205	(191)	14
Total	1.115.040	(353.305)	761.735

Las vidas útiles de los activos más importantes de la Compañía son las que se detallan a continuación:

Clases de propiedad, plantas y equipos	Unidad	Vida útil mínima (años)	Vida útil máxima (años)
Planta y equipos	Años	1	22
Equipamiento de tecnología de la información	Años	2	7
Vehículos de motor	Años	3	8

Estados Financieros Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

A continuación, se presenta el movimiento de propiedades, planta y equipos al 31 de diciembre de 2024 y al 2023:

	Construcción en Curso	Terrenos	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y Accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2024	2.488	—	1.959	757.021	233	20	14	—	761.735
Adiciones	2.058	3.870	—	3.391	—	—	—	—	9.319
Retiros	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Gasto por Depreciación	—	—	(141)	(52.893)	(83)	(5)	(3)	—	(53.125)
Obras terminadas	(2.752)	—	43	2.704	—	5	—	—	—
Saldo Final al 31 de diciembre de 2024	1.794	3.870	1.861	710.223	150	20	11	—	717.929

	Construcción en Curso	Edificios, Neto	Planta y Equipos, Neto	Equipamiento de Tecnologías de la Información, Neto	Instalaciones Fijas y accesorios, Neto	Vehículos de Motor, Neto	Otras Propiedades, Planta y Equipo, Neto	Propiedades, Planta y Equipo, Neto
Saldo Inicial al 1 de enero de 2023	913	2.099	808.196	318	17	16	9.910	821.469
Adiciones	3.292	—	1.542	—	—	—	—	4.834
Retiros	—	—	(2.199)	—	—	—	(9.253)	(11.452)
Gasto por Depreciación	—	(140)	(52.229)	(85)	(3)	(2)	(657)	(53.116)
Obras terminadas	(1.717)	—	1.711	—	6	—	—	—
Saldo Final al 31 de diciembre de 2023	2.488	1.959	757.021	233	20	14	—	761.735

La Sociedad tiene contratos de seguros, incluyendo póliza de todo riesgo y perjuicios por interrupción del negocio, los cuales cubren entre otras cosas, daños causados por incendio, inundación y sismos, entre otros costos. Los valores razonables de los principales activos no son significativamente diferentes a sus valores libros considerando que las unidades de la planta tienen una antigüedad menor a 7 años.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

14.2.- Deterioro del valor de los activos

De acuerdo a lo señalado en Nota 3.5, el importe recuperable de las propiedades, plantas y equipos es medido siempre que exista indicio de que el activo podría haber sufrido deterioro de valor.

Durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no se generaron ajustes por deterioro.

14.3.- Enajenación de activos

No se han producido enajenaciones significativas de propiedades, plantas y equipos durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

14.4.- Activos Prendados

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, todos los componentes de propiedades, plantas y equipos están prendados de conformidad con los contratos de crédito. (ver nota 22.2).

NOTA 15 - OTROS PASIVOS FINANCIEROS

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los otros pasivos financieros son los que se detallan a continuación:

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Préstamos que devengan intereses	71.115	66.152	569.191	630.714
Total	71.115	66.152	569.191	630.714

15.1 Préstamos que devengan intereses

	Corriente		No Corriente	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Obligaciones con público	71.115	66.152	569.191	630.714
Total	71.115	66.152	569.191	630.714

El 5 de noviembre de 2019, Cochrane emitió un bono senior y garantizado al 5,5% con vencimiento en el año 2027 por un total de MUS\$430.000. La operación se realizó al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S de las normas de valores de los Estados Unidos de América. Al 31 de diciembre de 2024 el valor de la deuda vigente es de MUS\$165.335.

Con fecha 7 de julio de 2020 se autorizó la colocación de los bonos Serie A ("Bonos Serie A") por MUS\$485.000 por concepto de capital, con cargo a la línea de bonos desmaterializados a 20 años, registrada en la Comisión para el Mercado Financiero ("CMF") bajo el número 1.026 con fecha 16 de junio de 2020. Con esta misma fecha se ha materializado la colocación de los Bonos Serie A, los que (a) tienen vencimiento el día 14 de noviembre de 2034; y (b) devengarán sobre el capital insoluto, expresado en dólares de los Estados Unidos de América, una tasa de interés de 3,0776% semestral compuesto calculado sobre la base de semestres iguales de 180 días, lo que equivale a una tasa anual de 6,25%. Los fondos obtenidos se utilizaron para prepagar la deuda financiera existente con un sindicato de instituciones financieras, lideradas por Banco Consorcio al 31 de diciembre de 2024, se encuentra vigente la deuda por valor de MUS\$485.000.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochran - Diciembre 2024

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

a. Obligaciones con el Público

A continuación, se detallan las obligaciones con el público y los pagos de capital e intereses no descontados, incluidos el calendario de préstamos, divisas, tasas y vencimientos al 31 de diciembre de 2024:

RUT	Empresa	País	Acreedor	Moneda	Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Año Vencimiento	Corriente	No Corriente
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Chile	Bono 144A/Res S	US\$	Semestral	6,80 %	5,50 %	2027	67.017	96.541
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Chile	Bono Local Serie "A" \$485 2034	US\$	Semestral	6,75 %	6,25 %	2034	4.098	472.650
Total									71.115	569.191

Empresa	Acreedor	Corriente			No Corriente					
		Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total	Vencimiento 1 a 2 años	Vencimiento 2 a 3 años	Vencimiento 3 a 4 años	Vencimiento 4 a 5 años	Vencimiento Más de 5 años	Total
Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Bono 144A/Res S	—	73.791	73.791	71.957	33.269	—	—	—	105.226
Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Bono Local Serie "A" \$485 2034	—	29.853	29.853	29.853	41.800	95.520	95.983	390.523	653.679
Total		—	103.644	103.644	101.810	75.069	95.520	95.983	390.523	758.905

A continuación, se detallan las obligaciones con el público y los pagos de capital e intereses no descontados, incluidos el calendario de préstamos, divisas, tasas y vencimientos al 31 de diciembre 2023:

RUT	Empresa	País	Acreedor	Moneda	Amortización	Tasa Efectiva Anual	Tasa Nominal Anual	Año Vencimiento	Corriente	No Corriente
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Chile	Bono 144A/Res S	US\$	Semestral	6,80 %	5,50 %	2027	62.068	159.522
76.085.254-6	Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Chile	Bono Local Serie "A" \$485 2034	US\$	Semestral	6,90 %	6,25 %	2034	4.084	471.192
Total									66.152	630.714

Empresa	Acreedor	Corriente			No Corriente					
		Vencimiento Menos de 90 días	Vencimiento Más de 90 días	Total	Vencimiento 1 a 2 años	Vencimiento 2 a 3 años	Vencimiento 3 a 4 años	Vencimiento 4 a 5 años	Vencimiento Más de 5 años	Total
Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Bono 144A/Res S	—	71.708	71.708	73.791	71.958	33.269	—	—	179.018
Empresa Eléctrica Cochran S.p.A	Bono Local Serie "A" \$485 2034	—	29.853	29.853	29.853	29.853	41.801	95.521	486.503	683.531
Total		—	101.561	101.561	103.644	101.811	75.070	95.521	486.503	862.549

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

- b. Conciliación de los movimientos de pasivos financieros con los flujos de efectivo derivados de las actividades de financiación por los años terminados al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Saldo al 01 de enero de 2024	Cambios en las actividades de financiamiento		Otros Cambios	Saldo al 31 de diciembre de 2024
		Pago Obligaciones	Pago de Intereses	Intereses devengados	
Pasivos					
Obligaciones con el publico	696.866	(60.114)	(41.447)	45.000	640.305
Total	696.866	(60.114)	(41.447)	45.000	640.305

	Saldo al 01 de enero de 2023	Cambios en los flujos de efectivo financieros		Otros Cambios	Saldo al 31 de diciembre de 2023
		Pago Obligaciones	Pago de Intereses	Intereses devengados	
Pasivos					
Obligaciones con el publico	752.664	(59.899)	(44.804)	48.905	696.866
Total	752.664	(59.899)	(44.804)	48.905	696.866

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

NOTA 16 - CUENTAS COMERCIALES Y OTRAS CUENTAS POR PAGAR

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, los acreedores comerciales y otras cuentas por pagar eran los siguientes:

	Corrientes	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Acreedores comerciales facturados	1.466	6.100
Acreedores comerciales no facturados	14.386	9.546
Otras cuentas por pagar (1)	14.280	12.354
Total acreedores y otras cuentas por pagar	30.132	28.000

(1) Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, la porción corriente incluye principalmente pasivos por impuesto a las emisiones de partículas contaminantes (impuestos verdes), por impuestos a las ventas e impuesto adicional.

Los principales proveedores corresponden en su totalidad a los del giro de la Compañía como compras de energía al spot, compras de combustibles, y otros servicios

La composición de los acreedores comerciales es:

Pago de proveedores a la fecha								Días promedios de pago
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más	Total	
31 de diciembre 2024	1.235	—	—	—	—	—	1.235	25
31 de diciembre 2023	5.141	—	—	—	—	—	5.141	25

Proveedores con plazo vencido							
	Hasta 30 días	31-60 días	61-90 días	91-120 días	121-365 días	366 y más	Total
31 de diciembre 2024	231	—	—	—	—	—	231
31 de diciembre 2023	959	—	—	—	—	—	959

El período medio para el pago de proveedores es de 30 días, por lo que su valor libro no difiere de forma significativa a su valor razonable.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

NOTA 17 - PROVISIONES

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023, no existen las provisiones corrientes, las provisiones no corrientes son las que se detallan a continuación:

	No corriente	
	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Costos por desmantelamiento	26.170	21.176
Total	26.170	21.176

Obligación de retiro de activos, Costos de Reestructuración y Rehabilitación

El saldo no corriente de esta provisión corresponde íntegramente al costo de retiro de activos y rehabilitación de los terrenos en que se ubican las centrales de la Compañía. El plazo esperado de desembolsos es al año 2045, dependiendo de las leyes, regulaciones o contratos que originan la obligación.

Las siguientes son los supuestos que se utilizaron en los cálculos de los gastos de la obligación de retiro de activos:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Tasa de descuento	7,37 %	7,35 %
Índice de inflación estimado	2,20 %	1,60 %

Movimiento de provisiones:

	Costos de desmantelamiento y reestructuración
Saldo inicial al 01 enero de 2023	30.902
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación (*)	(11.381)
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.655
Saldo final al 31 de diciembre de 2023	21.176
Incremento (decremento) en provisiones existentes	1.665
Desmantelamiento, costos de reestructuración y rehabilitación (*)	3.329
Saldo final al 31 de diciembre de 2024	26.170

(*) Corresponde al cambio en las variables de tasa de descuento e índice de inflación en la provisión de costo de desmantelamiento efectuada anualmente.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

NOTA 18 – PATRIMONIO NETO

18.1 Gestión del capital

El patrimonio incluye capital emitido, otras reservas y ganancias (pérdidas) acumuladas.

La Compañía gestiona su estructura de capital y realiza los ajustes a la misma, a la luz de los cambios en las condiciones económicas. Para mantener o ajustar la estructura de capital, la Compañía podrá ajustar el pago de dividendos a los accionistas, el capital de retorno a los accionistas o emitir nuevas acciones.

No se realizaron cambios en los objetivos, políticas o procedimientos relacionados con capital durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023.

18.2.- Capital suscrito y pagado

A continuación se detallan las acciones de la Compañía:

	Movimiento acciones			
	Autorizadas	Emitidas	Suscritas	Pagadas
Saldo al 31 de diciembre de 2023	442.863.745	442.863.745	442.863.745	436.163.745
Saldo al 31 de diciembre de 2024	442.863.745	442.863.745	442.863.745	436.163.745

A continuación se detallan los dividendos aprobados y pagados por la Compañía:

Fecha Asamblea	Dividendo MUS\$	Fecha de pago
6 de junio de 2023	35.000	6 de junio de 2023
28 de noviembre de 2023	53.800	29 de noviembre de 2023
7 de junio de 2024	42.000	7 de junio de 2024
9 de diciembre de 2024	60.000	9 de diciembre de 2024

18.3.- Primas de emisión

Corresponde al sobreprecio pagado por la emisión de 12.360.665 acciones en noviembre de 2012 que ascendió a MUS\$10.098 y en marzo de 2013 por 33.500.000 acciones por MUS\$24.422 por parte de Diamond Pacific Investment Limitada, sobreprecio que fue registrado en cada año en el cual fue generado.

18.4.- Ganancias (pérdidas) acumuladas

El siguiente es el detalle de las ganancias acumuladas al 31 de diciembre de 2024 y 2023 :

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Saldo Inicial al 1 de enero	44.477	63.703
Resultado del ejercicio	84.007	69.574
Dividendos pagados	(102.000)	(88.800)
Saldo Final	26.484	44.477

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochrane - Diciembre 2024

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

18.5.- Otras reservas

El siguiente es el detalle de las Otras Reservas al 31 de diciembre de 2024 y 2023:

	Reservas de coberturas de flujo de caja	Otras Reservas Varias	Total
Saldos al 1 enero de 2023	(51.796)	(5)	(51.801)
Amortización dedesignado	2.900	—	2.900
Amortización realizado	3.060	—	3.060
Impuesto diferido	(1.609)	—	(1.609)
Saldos al 31 de diciembre de 2023	(47.445)	(5)	(47.450)
Amortización dedesignado	2.900	—	2.900
Amortización realizado	3.067	—	3.067
Impuesto diferido	(1.200)	—	(1.200)
Saldos al 31 de diciembre de 2024	(42.678)	(5)	(42.683)

NOTA 19 – INGRESOS

Los ingresos ordinarios por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se presentan en el siguiente detalle:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ventas de energía y potencia contratos- clientes no regulados	342.326	337.070
Ventas de energía y potencia al mercado spot	135.149	191.648
Ingresos por transmisión	12.248	15.111
Otros ingresos ordinarios	867	80
Total	490.590	543.909

NOTA 20 – GASTOS**Gastos por naturaleza**

El siguiente es el detalle de los principales costos y gastos de operación y administración por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 clasificados en las siguientes líneas de estado de resultados integrales:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Consumo de combustible	152.485	218.641
Compra de energía y potencia	24.695	16.011
Otros costos combustibles	15.989	15.329
Costo uso sistema de transmisión	13.734	14.112
Otros costos de ventas productivos	62.307	73.791
Depreciación y amortización	56.416	56.431
Total	325.626	394.315
Gastos de administración	2.057	1.431
Total	327.683	395.746

NOTA 21 – RESULTADO FINANCIERO Y OTRAS GANANCIAS (PÉRDIDAS), NETO

El detalle del resultado financiero por los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023, se presenta en el siguiente detalle:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Intereses en inversiones financieras	3.139	1.412
Total ingresos financieros	3.139	1.412
Otras ganancias (pérdidas), neto	200	1
Total otras ganancias (pérdidas)	200	1
Intereses por bonos ⁽¹⁾	(45.000)	(48.905)
Ganancia / (pérdida) por reclasificación efectos derivados financieros	(2.670)	(2.670)
Otros gastos	(428)	(1.331)
Total gastos financieros	(48.098)	(52.906)
Diferencia de cambio neta	(2.302)	(1.277)
Total resultado financiero	(47.061)	(52.770)

⁽¹⁾ Interés asociados a las deudas mantenidas por la Compañía ver más detalle en Nota 15.

NOTA 22 - CONTINGENCIAS Y COMPROMISOS

La Compañía revisa trimestralmente el estado de los litigios y/o procedimientos administrativos y considera que las provisiones registradas al 31 de diciembre de 2024 cubren adecuadamente los riesgos por litigios (ver Nota 3.13).

La Compañía mantiene juicios o procedimientos administrativos de diversa índole para los cuales no es posible determinar con exactitud los efectos económicos eventuales que estos podrían tener sobre los estados financieros ante fallos adversos. En alguno de estos casos, si bien no se ha constituido una provisión, la administración ha decidido informar los detalles de cada proceso por cuanto éstos han cobrado notoriedad pública.

Dada las características de estas contingencias, no es posible determinar un calendario razonable de pago si, en su caso hubiere alguno; ni tampoco cualquier reembolso que se pueda obtener de ellas.

22.1 Litigios

i) Arbitrajes Cochane con SQM S.A.

El 15 de septiembre de 2021, Cochane dedujo ante la CAM Santiago una demanda declarativa en contra de SQM a fin de que se declare que la tarifa de suministro bajo el contrato debe ajustarse como consecuencia de la modificación del costo económico que conlleva la entrada en vigencia de un procedimiento interno del Coordinador Eléctrico Nacional.

Por su parte, y con fecha 21 de enero de 2022, SQM presentó ante el mismo Tribunal y con motivo de la misma discusión del primer arbitraje, una demanda de término anticipado de los contratos de suministro eléctrico vigente entre las partes y la indemnización de perjuicios evaluados por SQM en la suma de MUS\$5.900.

Con fecha 26 de noviembre de 2024 el Tribunal acogió la demanda de Cochane decretando que debe ajustarse la tarifa en los términos demandado por Cochane.

22.2.- Compromisos financieros

De acuerdo a las obligaciones en el contrato de deuda que tiene Cochane con los bancos no existen covenants (ratios) financieros a ser evaluados trimestralmente, solo se le establece como condición que la compañía no obtenga más deudas o ceda sus derechos de Contratos Relevantes sin el consentimiento previo de los acreedores. Al 31 de diciembre de 2024, Cochane se encuentra cumpliendo esta condición impuesta por el contrato con los bancos.

El 27 de marzo de 2013, Cochane había cerrado el financiamiento original para la construcción de la Central Cochane por hasta MUS\$1.000.000 más cartas de crédito por hasta MUS\$55.000 para garantizar varias obligaciones de Cochane, por un plazo de 18 años, que estaba asegurado con los activos, acciones y flujos del proyecto. Este Crédito fue prepagado el día 15 de noviembre de 2019 por el total MUS\$863.000 correspondiente al capital adeudado a la misma fecha. El prepagado fue financiado de la forma descrita en los siguientes párrafos.

En primer lugar, para financiar parcialmente el prepagado del crédito original de la construcción, el 24 de octubre de 2019, Cochane ejecutó un crédito garantizado con un sindicato de instituciones financieras lideradas por Banco Consorcio, por MUS\$445.000, cuyo vencimiento operaba en noviembre de 2034. Posteriormente este Crédito se prepagó en su totalidad el 14 de julio de 2020 con fondos provenientes de la emisión de bonos a cargo de la línea inscrita en el Registro de Valores que lleva la Comisión para el Mercado Financiero el 16 de junio de 2020. La colocación fue por MUS\$485.000. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento. Al 31 de diciembre de 2024 el notional vigente del bono local es de MUS\$485.000.

Estados Financieros

Empresa Eléctrica Cochran - Diciembre 2024

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

En segundo lugar, el prepagado del crédito original se financió parcialmente con un bono senior y garantizado al 5.50% con vencimiento el año 2027 por un total de MUS\$430.000. La operación se realizó al amparo de la Norma 144-A y la Regulación S de las normas de valores de los Estados Unidos de América. Este Bono no tiene restricciones financieras de mantenimiento.

Al 31 de diciembre de 2024, se encuentra vigente la deuda por valor de MUS\$165.335.

Tanto el bono internacional como los bonos locales comparten garantías sobre activos y terrenos.

NOTA 23 – GARANTÍAS

A continuación, se presenta el detalle de las garantías recibidas y otorgadas por Empresa Eléctrica Cochran vigentes al 31 de diciembre de 2024:

Garantías otorgadas

Otorgador	Descripción de la garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vencimiento	
Coordinador independiente del sistema eléctrico nacional	Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones en el contrato	14/11/2024	02/01/2026	7.360
Serviu región de Antofagasta	Para garantizar el cumplimiento de las obligaciones en el contrato	12/12/2024	10/12/2027	153
Total				7.513

Garantías recibidas

Con fecha 8 de noviembre de 2017, Teck Resources Ltd. ("Teck") modificó la garantía corporativa (Parent Company Guarantee o PPG) aumentando el valor garantizado hasta el valor total del contrato de energía entre Empresa Eléctrica Cochran SpA y su subsidiaria la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A.

Con fecha 29 de marzo de 2021, se incorporaron en las garantías otros accionistas de Compañía Minera Quebrada Blanca SA. Sumitomo Metal Mining ("SMM") y Sumitomo Corporation ("SC") como Garantes Adicionales en los contratos de energía con la Compañía Minera Quebrada Blanca S.A. por un total del 33,3% del Monto Máximo Garantizado. A su vez, Teck redujo las Garantías Corporativas a un 66,7% del Monto Máximo Garantizado.

Otorgador	Descripción de la garantía	Fecha		MUS\$
		Inicio	Vencimiento	
Teck PCG	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	08/11/2017	08/11/2025	318.783
Sumitomo Metal Mining Co. Ltd.	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	132.782
Sumitomo Corporation	Pago Indemnización Única - Monto Garantizado LC y otros pagos (122mw PPA)	29/03/2021	29/03/2025	26.585
	Otras garantías menores			420
Total				478.570

NOTA 24 - UTILIDAD POR ACCIÓN

La utilidad por acción básica se calcula dividiendo la utilidad atribuible a los accionistas de la Compañía entre el promedio ponderado de las acciones comunes en circulación en el año, excluyendo, de existir, las acciones comunes adquiridas por la Compañía y mantenidas como acciones de tesorería.

Ganancias (Pérdidas) básicas por acción	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Ganancias (Pérdidas) atribuible a los tenedores de instrumentos de participación en el patrimonio neto de la	84.007	69.574
Resultado disponible para accionistas comunes, básico	84.007	69.574
Promedio ponderado de número de acciones, básico	442.863.745	442.863.745
Ganancias (Pérdidas) básicas por acción	0,190	0,157

No existen transacciones o conceptos que generen efecto dilutivo. Las acciones no tienen valor nominal.

NOTA 25 - GASTOS DE MEDIO AMBIENTE

La Compañía tiene como política de largo plazo el desarrollo sustentable de sus actividades, en armonía con el medio ambiente. En este contexto las inversiones que se realizan en instalaciones, equipos y plantas industriales contemplan tecnología de punta, en línea con los últimos avances en estas materias.

Los principales gastos medioambientales durante los ejercicios finalizados al 31 de diciembre de 2024 y 2023 se detallan en el siguiente cuadro:

	31 de diciembre 2024	31 de diciembre 2023
Depósito y manejo de cenizas	1.265	1.417
Monitoreo aire y agua	198	210
Gestión de residuos y otros	102	149
Total	1.565	1.776

Dentro de su plan de inversiones ambientales, Cochrane desarrolla proyectos a fin de optimizar el desempeño de las plantas a objeto de garantizar el cumplimiento de las normas medioambientales aplicables.

NOTA 26 - ACTIVOS Y PASIVOS EN MONEDA EXTRANJERA

Los activos y pasivos en moneda extranjera al 31 de diciembre de 2024 y 2023 es el siguiente:

Activo corriente	Moneda	31 de diciembre 2024		31 de diciembre 2023	
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año
Efectivo y equivalentes de efectivo	\$	442	—	991	—
Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar	\$	23.481	—	13.887	—
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas	\$	—	2.809	—	—
Total activo corriente		23.923	2.809	14.878	—

Pasivo corriente	Moneda	31 de diciembre 2024		31 de diciembre 2023	
		Hasta 90 días	de 91 días a 1 año	Hasta 90 días	de 91 días a 1 año
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar	\$	15.455	—	12.506	—
	UF	1.765	—	917	—
	Euros	55	—	1.648	—
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	\$	—	18	—	—
Otros pasivos no financieros	\$	—	—	2	—
Total pasivo corriente		17.275	18	15.073	—

Al 31 de diciembre de 2024 y 2023 no hay activos y pasivos no corrientes en moneda extranjera.

NOTA 27 - HECHOS POSTERIORES

No existen hechos posteriores ocurridos entre el 1 de enero de 2025 y la fecha de emisión de los presentes Estados Financieros, considerando las referencias incluidas en las notas precedentes, que puedan afectar en forma significativa la situación financiera de la Compañía y los resultados presentados.
